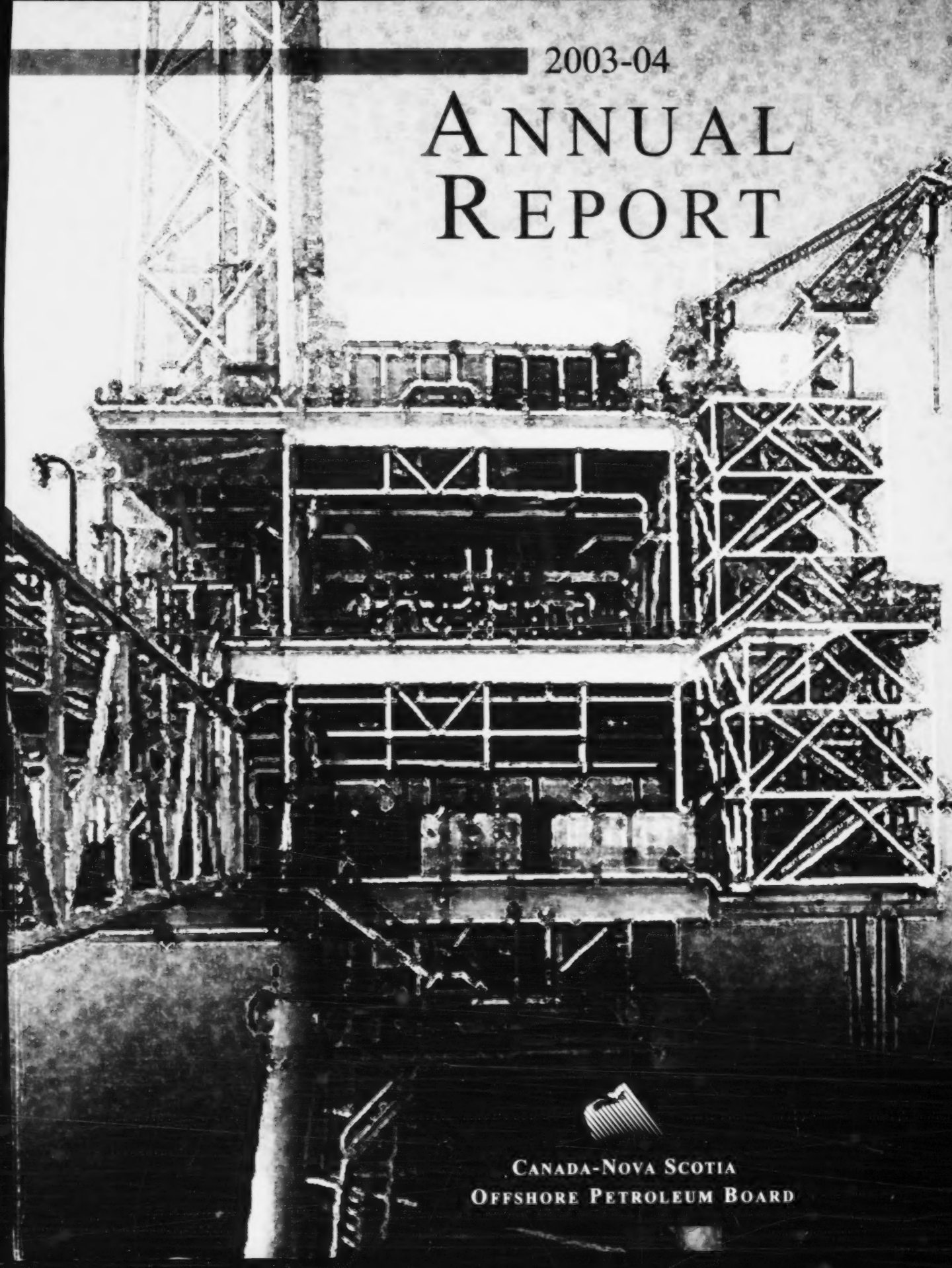
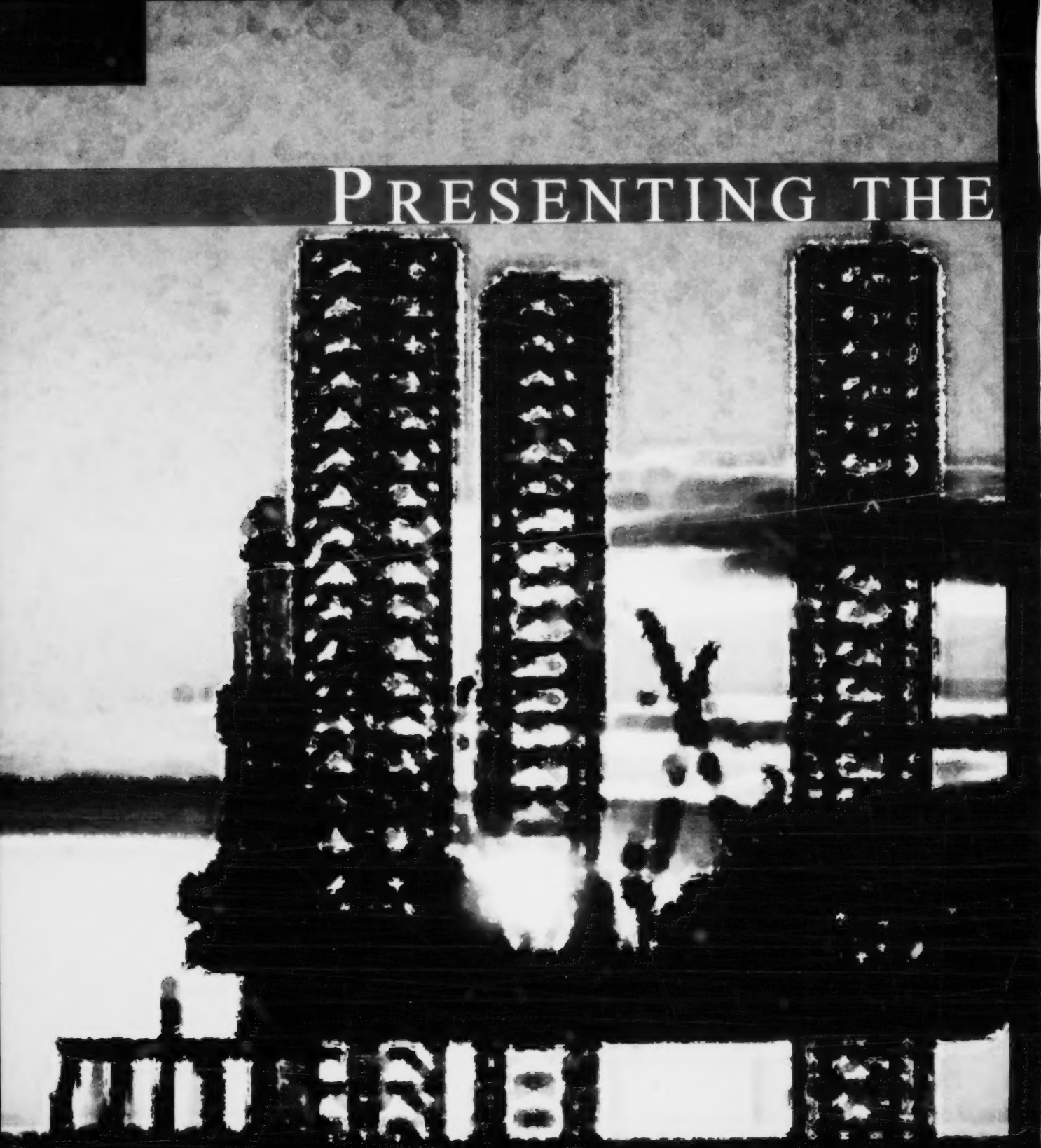
2003-04

ANNUAL REPORT



CANADA-NOVA SCOTIA
OFFSHORE PETROLEUM BOARD

PRESENTING THE



Credits
Cover Photo: Courtesy - ExxonMobil Canada
Design and Layout: M5 Marketing Communications
Printing: Halcraft Printers Inc.

104-06464/

ANNUAL REPORT

June 15, 2004

The Honourable Cecil Clarke
Minister of Energy
Government of Nova Scotia
Suite 400, Bank of Montreal Building
5151 George Street
Halifax, Nova Scotia
B3J 1M5

The Honourable John Efford
Minister of Natural Resources Canada
Government of Canada
580 Booth Street, 21st Floor
Ottawa, Ontario
K1A 0E4

Dear Ministers:

In accordance with the provisions of the legislation implementing the Canada – Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord, I am pleased to submit the annual report, including the financial statements of the Canada – Nova Scotia Offshore Petroleum Board, for the fiscal year ending March 31, 2004.

Respectfully submitted,

Glenn R. Yungblut
Chairman

TABLE

TABLE OF CONTENTS

1.0 Report from the Chairman and the Chief Executive Officer 4

2.0 Projects 6
- 2.1 Sable Offshore Energy Project (SOEP)
- 2.2 Deep Panuke
- 2.3 Cohasset Phase II Decommissioning

3.0 Rights & Resources 10
- 3.1 Rights Management
- 3.2 Data Archive, Core Storage & Laboratory
- 3.3 Guidelines

4.0 Health, Safety & Operations 14
- 4.1 Health & Safety
- 4.2 Offshore Security
- 4.3 Offshore Activities
- 4.4 Guidelines
- 4.5 Guidance Initiatives

5.0 Environment 18
- 5.1 Environmental Assessments
- 5.2 Canadian Environmental Assessment Act (CEAA)
- 5.3 Fisheries Advisory Committee (FAC)
- 5.4 Cape Breton Public Review
- 5.5 Environmental Effects Monitoring (EEM)
- 5.6 Compliance Monitoring
- 5.7 Regional Initiatives
- 5.8 Guidelines
- 5.9 Environmental Studies Research Fund
- 5.10 Spills & Releases

6.0 Industrial Benefits 22
- 6.1 Benefits Plan
- 6.2 Benefits Review Committee
- 6.3 Benefits Plan Monitoring & Review
  - 6.3.1 Audits
  - 6.3.2 Employment
- 6.4 Benefits Reports
  - 6.4.1 Exploration Activity
  - 6.4.2 Subsea Pipeline
  - 6.4.3 Expenditures & Employment
  - 6.4.4 Research & Development

7.0 Administration 24
- 7.1 Organizational Chart
- 7.2 Atlantic Energy Roundtable
- 7.3 Board Biographies

8.0 Financial Statements 30

1 AND THE CHIEF EXEC

Glenn R. Yungblut J. E. (Jim) Dickey

It is a pleasure to report again on the activities of the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board. The past year was an interesting and challenging one.

The Board continues to pursue several initiatives intended to enhance offshore safety, such as safe lifting procedures for offshore operations. Again this year, the Board reports that the number of injuries sustained by offshore petroleum workers is below that of other industries. Under the Board's regulatory responsibility for offshore environmental matters, a total of 29 environmental assessments were completed or were under review at the time of writing.

During the past year total production from the Sable Offshore Energy Project surpassed 20.3 billion cubic metres, or 718 billion cubic feet. In November, the Board authorized production from the Alma field, the first Tier II field to come on stream. Plans to add a compression platform to the project are proceeding and, in September 2003, the Board approved the awarding of the first major contract related to the compression platform.

In December 2003, the Board received an application to amend the existing Cohasset-Panuke Development Plan. EnCana, the project operator, is proposing to abandon project flowlines and other ancilliary material in situ. As the approved Development Plan stipulated that all project facilities are to be removed, an approved amendment to the Development Plan will be necessary prior to proceeding as proposed by the operator. An environmental assessment and technical review including public input will be conducted prior to the Board making a decision on the proposed amendment.

The Board was advised in December 2003 that EnCana has decided not to proceed, at this time, with its application for approval of a Development Plan and Canada-Nova Scotia Benefits Plan respecting its Deep Panuke Project. The Board therefore discontinued its review of this application. The Board's technical staff, however, continues to evaluate the Deep Panuke geological data and incorporate the most recent drilling results.

In December 2003, the Board issued a geophysical program authorization to Corridor Resources to conduct a geophysical program off western Cape Breton. The program, which was subject to extensive public consultation and several conditions imposed by the Board to address fisheries and environmental issues, provided an opportunity to conduct research on the effects of seismic activity on snow crab. Six other geophysical programs were authorized during the last year.

CHAIRMAN
UTIVE OFFICER

The Board authorized the drilling of five exploration wells during the reporting period. This included two wells in the area of the Deep Panuke discovery, two wells in very deep water and one on the Scotian Shelf. The technical data from these wells is important in developing our knowledge of offshore oil and gas potential. At the time of writing the data obtained from these wells remains confidential pursuant to the provisions of the Accord Acts. Board staff participated in several government led policy initiatives during the reporting period. Most notable was the Atlantic Energy Roundtable process. The Board has representatives on several committees and working groups, established as part of this effort to promote coordination amongst regulatory agencies with responsibilities in the offshore.

In April 2003, John Currie completed his six year term as a Board member. We thank Mr. Currie for providing the Board with his professional experience and wise counsel. His significant contribution will be missed.

Two new Board members have been appointed since we last reported. William Hogg was appointed by the Government of Nova Scotia in March 2003 and Donald Downe was appointed by the Government of Canada in September 2003. There were no significant changes in Board staff last year.

We are pleased to report that once again, the Board was able to operate within its approved budget and Business Plan. In addition, the Board recovered and remitted to the federal and provincial governments, pursuant to its Cost Recovery Guidelines, approximately 50% of its approved budget. The following pages provide more detailed information concerning the Board's operations during the 2003-2004 fiscal year. As required by the Accord Acts, this Annual Report includes the Board's Financial Statements and Auditor's Report for the year ending March 31, 2004.

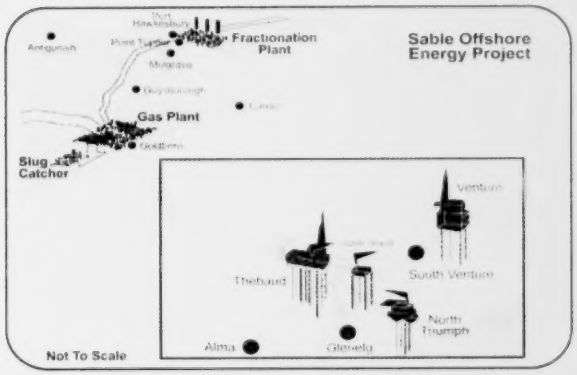
Glenn R. Yungblut
Chairman of the Board

J. E. (Jim) Dickey
Chief Executive Officer

Three offshore petroleum projects fell within the Board's jurisdiction during the past fiscal year:

- the Sable Offshore Energy Project (SOEP), which has been in production since December of 1999 and is operated by ExxonMobil Canada Ltd.;
- the Deep Panuke project for which a Development Plan Application (DPA) was submitted in March 2002 by EnCana Corporation, and withdrawn in December 2003, and;
- The Cohasset Phase II Decommissioning Project.

The following is a summary of the Board's regulatory work for each.



2.1 Sable Offshore Energy Project (SOEP)

During this fiscal year, the Board authorized production from the first of the SOEP Tier II fields. The Alma field, using two production wells, Alma 1 and Alma 2, produced first gas in November of 2003. The addition of these two wells has offset some decline in gas production and helped maintain the project production rate. Production rate from Venture, Thebaud, North Triumph and Alma averaged 12.8 e6m3/day (million cubic metres per day) or 454 MMcf/day (million cubic feet per day) for the past fiscal year, compared to 14.4 e6m3/day (509 MMcf/day) for the year before.

Total production was 4.7 e9m3 (billion cubic metres) or 166 Bcf (billion cubic feet) for the year, compared to 5.3 e9m3 (186 Bcf) previously. Total production to date for the project is 20.3 e9m3 (718 Bcf), which is 30% of the production expected in the Development Plan for the four fields. Field production splits to date have been 39%, 35%, 24% and 2% for Thebaud, Venture, North Triumph and Alma.

The project has been producing gas at a rate between the base and accelerated rate case presented in the project's Development Plan. At the current rate of production, the project life is forecast to be about 15 years as opposed to the base case of about 26 years. This, of course, does not include production from other fields which may be added in the future.

The Board continues to regulate the ongoing development of the other Tier II fields. This includes analysis of the South Venture field, which is scheduled to start production late in 2004. Board staff has consulted with the Operator on its plans to start field compression in 2006. Compression was forecast in the Development Plan and is needed because as gas fields are depleted, formation pressure declines which results in decreased production unless the wellhead pressure is also reduced. Compression allows the wellhead pressure to be reduced while, at the same time, maintaining the rate of flow in the pipeline. Compression facilities will be located on a new platform next to the Thebaud gathering system platform, resulting in lower pressure at all platforms.

Environment

As a component of the development plan authorization process, the SOEP operator is required to conduct an Environmental Effects Monitoring Program. The results are submitted to the Board in the form of an annual report that Board staff use to verify the predictions and conclusions of the project's Environmental Assessment. As well, Board staff members conduct on-site environmental audits to verify compliance with regulatory requirements. This includes the collection of discharge stream samples and independent chemical analysis. The Board uses the data obtained from such audits in its ongoing monitoring program for comparison to the data submitted by the operator.

Operations

The Board received and approved applications for installing the Tier II production facilities for the Alma field. The jacket was installed in April, followed by the topsides in September. Tie-in of the Alma pipeline, which was installed during the summer of 2002, to the Thebaud and Alma platforms was completed, followed by the hook-up, commissioning and start-up of the Alma platform.

The operator applied to, and received approval from, the Board to cease production from the Venture 5 well in September of 2003. There are now 14 wells producing from the Tier I and Tier II fields. The Venture field has five producing wells, the Thebaud field five, the North Triumph field two, and the Alma field two.

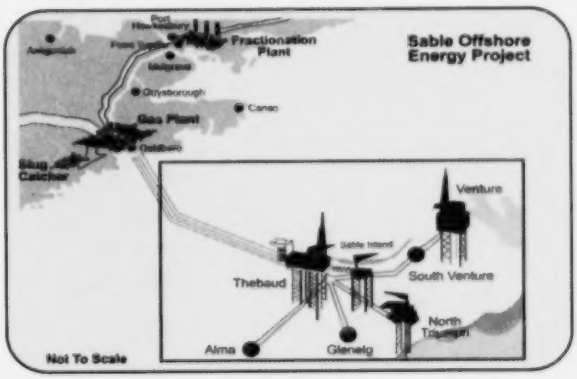
The SOEP Production Operations Authorization (POA) was amended in November 2003 to include the Alma field. Before authorizing the POA amendment, the Board reviewed the operator's safety plan for the safe operation and maintenance of the Alma installation, and the contingency plans for accidental events.

Subsequently, the POA was renewed in February 2004 for a further 24-month period. Meanwhile, the Operator has also submitted to the Board revised Safe Work Practices and a revised Emergency Response Plan for all SOEP production facilities. At year end, the Board was reviewing this documentation before making a determination.

Three offshore petroleum projects fell within the Board's jurisdiction during the past fiscal year:

- the Sable Offshore Energy Project (SOEP), which has been in production since December of 1999 and is operated by ExxonMobil Canada Ltd.;
- the Deep Panuke project for which a Development Plan Application (DPA) was submitted in March 2002 by EnCana Corporation, and withdrawn in December 2003, and;
- The Cohasset Phase II Decommissioning Project.

The following is a summary of the Board's regulatory work for each.



2.1 Sable Offshore Energy Project (SOEP)

During this fiscal year, the Board authorized production from the first of the SOEP Tier II fields. The Alma field, using two production wells, Alma 1 and Alma 2, produced first gas in November of 2003. The addition of these two wells has offset some decline in gas production and helped maintain the project production rate. Production rate from Venture, Thebaud, North Triumph and Alma averaged 12.8 e6m3/day (million cubic metres per day) or 454 MMcf/day (million cubic feet per day) for the past fiscal year, compared to 14.4 e6m3/day (509 MMcf/day) for the year before.

Total production was 4.7 e9m3 (billion cubic metres) or 166 Bcf (billion cubic feet) for the year, compared to 5.3 e9m3 (186 Bcf) previously. Total production to date for the project is 20.3 e9m3 (718 Bcf), which is 30% of the production expected in the Development Plan for the four fields. Field production splits to date have been 39%, 35%, 24% and 2% for Thebaud, Venture, North Triumph and Alma.

The project has been producing gas at a rate between the base and accelerated rate case presented in the project's Development Plan. At the current rate of production, the project life is forecast to be about 15 years as opposed to the base case of about 26 years. This, of course, does not include production from other fields which may be added in the future.

The Board continues to regulate the ongoing development of the other Tier II fields. This includes analysis of the South Venture field, which is scheduled to start production late in 2004. Board staff has consulted with the Operator on its plans to start field compression in 2006. Compression was forecast in the Development Plan and is needed because as gas fields are depleted, formation pressure declines which results in decreased production unless the wellhead pressure is also reduced. Compression allows the wellhead pressure to be reduced while, at the same time, maintaining the rate of flow in the pipeline. Compression facilities will be located on a new platform next to the Thebaud gathering system platform, resulting in lower pressure at all platforms.

Environment

As a component of the development plan authorization process, the SOEP operator is required to conduct an Environmental Effects Monitoring Program. The results are submitted to the Board in the form of an annual report that Board staff use to verify the predictions and conclusions of the project's Environmental Assessment. As well, Board staff members conduct on-site environmental audits to verify compliance with regulatory requirements. This includes the collection of discharge stream samples and independent chemical analysis. The Board uses the data obtained from such audits in its ongoing monitoring program for comparison to the data submitted by the operator.

Operations

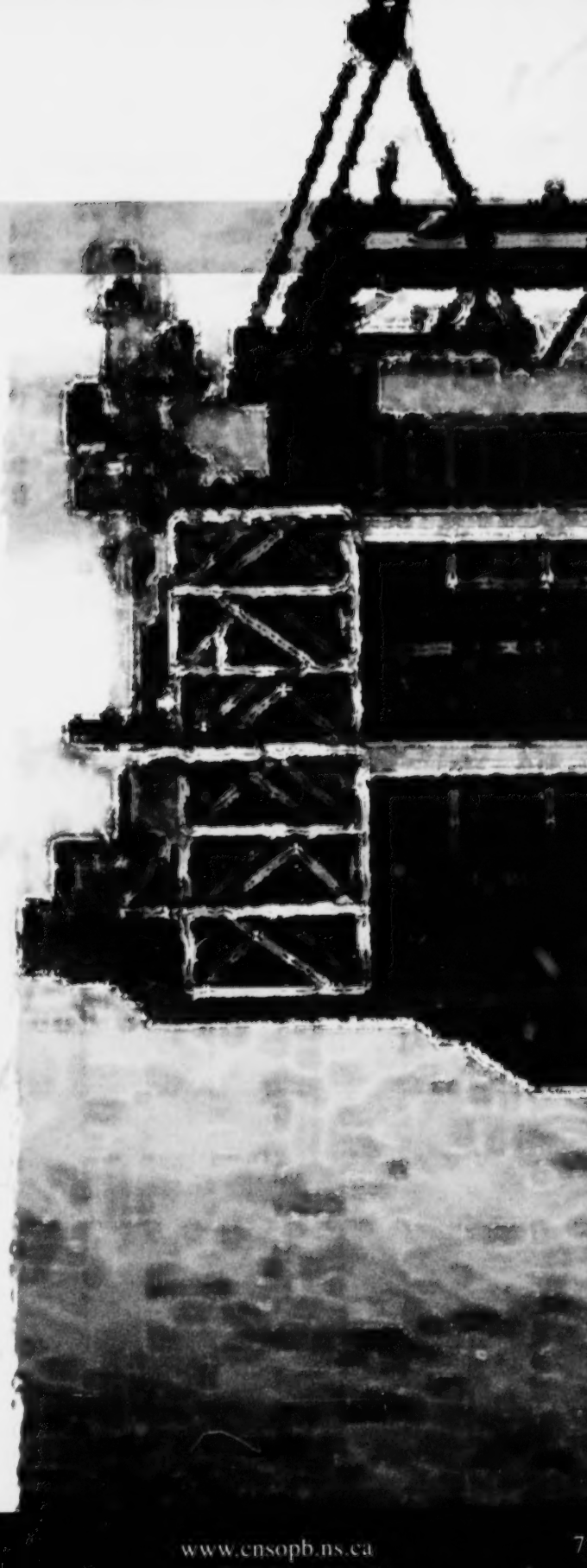
The Board received and approved applications for installing the Tier II production facilities for the Alma field. The jacket was installed in April, followed by the topsides in September. Tie-in of the Alma pipeline, which was installed during the summer of 2002, to the Thebaud and Alma platforms was completed, followed by the hook-up, commissioning and start-up of the Alma platform.

The operator applied to, and received approval from, the Board to cease production from the Venture 5 well in September of 2003. There are now 14 wells producing from the Tier I and Tier II fields. The Venture field has five producing wells, the Thebaud field five, the North Triumph field two, and the Alma field two.

The SOEP Production Operations Authorization (POA) was amended in November 2003 to include the Alma field. Before authorizing the POA amendment, the Board reviewed the operator's safety plan for the safe operation and maintenance of the Alma installation, and the contingency plans for accidental events.

Subsequently, the POA was renewed in February 2004 for a further 24-month period. Meanwhile, the Operator has also submitted to the Board revised Safe Work Practices and a revised Emergency Response Plan for all SOEP production facilities. At year end, the Board was reviewing this documentation before making a determination.

ECTS



Health & Safety

The Board continues to monitor operations at SOEP to ensure compliance with the requirements of the POA, which references the applicable regulations and the Occupational Health and Safety Requirements. Issues identified by the Board are tracked and followed up with the Operator and the Certifying Authority, as appropriate. Over the past year, significant efforts have been focused on crane safety. The Certifying Authority embarked on a program to recertify cranes, resulting in certain upgrades and other remedial work. Board representatives attended load tests performed on the Thebaud and North Triumph platforms as part of this recertification program. The Board also worked closely with the Certifying Authority and the Operator to review the results of ongoing pipeline integrity surveys and identify any rectification work required.

Resource Management

The Board reviews production activity to ensure good production practices and compliance with regulations. This is done through monitoring reservoir production and performance, regular communication with the operator and reviewing all activity authorization applications from a resource conservation perspective. Technical studies are undertaken, where appropriate, to provide independent validation of proposals and production practices.

All fluids produced from the Sable production wells are metered and monitored to a required accuracy and allocated to individual reservoir pools. The measurement and allocation system is complex and aspects are audited from time to time to ensure SOEP meets the authorized levels of accuracy necessary for proper reservoir management.

Reserve/Resource Estimate

The original reserve estimates for the six Sable project fields were documented in the June 1996 Development Plan Application as about 129.3 e9m3 or 4.6 trillion cubic feet (Tcf), with a range of 57.1 to 217 e9m3 (2.9 to 7.7 Tcf). The expected total project recoveries of gas were presented as 84.3 e9m3 (3 Tcf), with a range of 32.3 to 145.1 e9m3 (1.1 to 5.1 Tcf).

In January 2004, Shell Canada Ltd., one of the project partners, announced that following recent technical analysis it had reduced its estimate of expected project recoverable gas to 38.9 e9m3 (1.4 Tcf) down from 63.3 e9m3 (2.2 Tcf) last year and 100 e9m3 (3.5 Tcf) at the beginning of the project. Each of the partners will have their own estimate of project volumes and estimates are expected to change over the life of a project as more information becomes available. The Board discusses these estimates with the Operator and uses such information in its own analysis of the Operator's resource management plan.

Royalties

Royalties in the amount of $24,108,139.84 were received by the Board on behalf of the governments in respect of production from ExxonMobil Canada Ltd.'s Production Licences 2903 (Venture), 2904 and 2905 (Thebaud), 2906 (North Triumph) and 2907 (Alma) during this past fiscal year. These funds have been forwarded to the Receiver General for Canada in accordance with the Royalty Collection and Administration Agreement signed by the Board, the federal government and the Province of Nova Scotia.

Benefits

SOEP Compression Platform

In August of 2003, ExxonMobil Canada Ltd. formally notified the Board of a significant contract for the Engineering, Procurement, Construction and Installation (EPCI) of the Sable Compression Platform and Facilities. The scope of work of the lump sum contract includes engineering, procurement, construction, transportation, installation, hook-up and commissioning of the Sable compression platform and facilities.

The contract was awarded to Saipem – Daewoo. The contract award was reviewed by the Board to ensure compliance with legislation and the Benefits Plan Decision Report. This monitoring continued as Saipem opened an office in Halifax and based the project management team in the city. The Board's review of the contract indicated that some of the work can be done in the province, including the design of the jackets and piles, the transportation and installation offshore operations support, and the hook-up and commissioning. Monitoring of this contract by the Board is ongoing.

South Venture Platform

During the past year, work continued on the South Venture topsides at Irving Shipbuilding in Halifax. The Board monitored procurement of materials for the work, reviewing all bidders' lists and awards for contracts in excess of $250,000. The topsides are scheduled for completion later in 2004 with hook-up and commissioning at the South Venture site late in the year.

Benefits Report

The SOEP operator is required, under a condition of the Benefits Plan Decision Report, to file with the Board an annual benefits report. The 2003 year-end Benefits Report indicates that more than $1.3 billion dollars, or 36%, has been spent in Nova Scotia and another $648 million in the rest of Canada for total Canadian content of 53.8 %. These content numbers are based on the Canadian General Standards Board method of calculating benefits. The following tables provide a more detailed look at expenditures and employment on the Sable project during the past year and since the project began.

Table 1 – Sable Expenditures

SOEP Expenditures ($ millions) cumulative to December 31, 2003			
Nova Scotia	Other Canadian	Foreign	Total
1,351.7	648.4	1,729.4	3,729.5
36.2%	17.4%	46.4%	100%

Table 2 – Sable Employment

SOEP Person Hours (in millions) cumulative to December 31, 2003			
Nova Scotia	Other Canadian	Foreign	Total
12.67	2.50	6.83	22.0
57.6%	11.4%	31.0%	100%

Table 3 – Sable Expenditures in 2003

SOEP Expenditures ($ millions) for 2003			
Nova Scotia	Other Canadian	Foreign	Total
209.6	102.1	232.3	544.0
38.5%	18.8%	42.7%	100%

Table 4 – Sable Employment in 2003

SOEP Person Hours (in millions) in 2003			
Nova Scotia	Other Canadian	Foreign	Total
1.94	0.31	0.79	3.04
63.8%	10.2%	26.0%	100%

On December 31, 2003, there were 1,269 people working on the Sable project of which 1,088 (85.7%) were working in Nova Scotia.

2.2 Deep Panuke

In February 2003, EnCana requested a pause in the regulatory process to conduct a comprehensive review of its Deep Panuke natural gas project. On December 3, 2003, EnCana withdrew its original Development Plan Application and Canada – Nova Scotia Benefits Plan, and has initiated work on a new plan for a potential offshore development at Deep Panuke. The Board is continuing its efforts to develop more efficient and cooperative review processes in anticipation of a new application.

2.3 Cohasset Project Phase II Decommissioning

The Cohasset – Panuke project was Canada's first offshore oil project and operated from 1992 to 1999. It produced 44.5 million barrels (7.1 million cubic metres) of light oil during its life. The Board approved the start of the decommissioning in 2000 with the removal of the CALM Buoy, demobilization and removal of all mobile components, and the depressurization and de-energization of all platforms and subsea facilities. The Board authorized the operator to suspend the rest of the facilities while it was determined whether the jackets and topsides could be used for the Deep Panuke project. In January 2002, EnCana determined it would not use the existing facilities and the Board requested a decommissioning plan. Further decommissioning work took place in the summer of 2003 after the Board authorized the operator to abandon 14 production wells.

The Cohasset – Panuke Project Development Plan Decision Report requires the complete removal of all fabricated materials including the inter-facility flowlines. In December of 2003, the operator applied to the Board for an amendment to the plan in order to leave the flowlines, and associated materials, in place. The Board will seek written public comment on the proposed amendment as part of its review of the application.

In addition, the Environmental Assessment (EA) required by the Board will be reviewed under the Canadian Environmental Assessment Act (CEAA) screening process. The project description was filed and posted to the Public Registry on the CNSOPB website in February 2004. The environmental assessment, when received, will be reviewed by Board staff and other expert departments. In addition, the document will be posted to the website for a 45-day public consultation period.

A decision on the application will be made by the Board after it considers the environmental assessment, the public comments and the technical documentation. Whether or not the Board approves the Development Plan amendment, the operator will require a work authorization to conduct each portion of the decommissioning. The decommissioning work falls under the scope of the Cohasset – Panuke Development Plan Decision Report and Canada – Nova Scotia Benefits Plan Decision Report, which were issued in 1990, and revised in 1992.

2.3 Cohasset Project Phase II Decommissioning

The Cohasset – Panuke project was Canada's first offshore oil project and operated from 1992 to 1999. It produced 44.5 million barrels (7.1 million cubic metres) of light oil during its life. The Board approved the start of the decommissioning in 2000 with the removal of the CALM Buoy, demobilization and removal of all mobile components, and the depressurization and de-energization of all platforms and subsea facilities. The Board authorized the operator to suspend the rest of the facilities while it was determined whether the jackets and topsides could be used for the Deep Panuke project. In January 2002, EnCana determined it would not use the existing facilities and the Board requested a decommissioning plan. Further decommissioning work took place in the summer of 2003 after the Board authorized the operator to abandon 14 production wells.

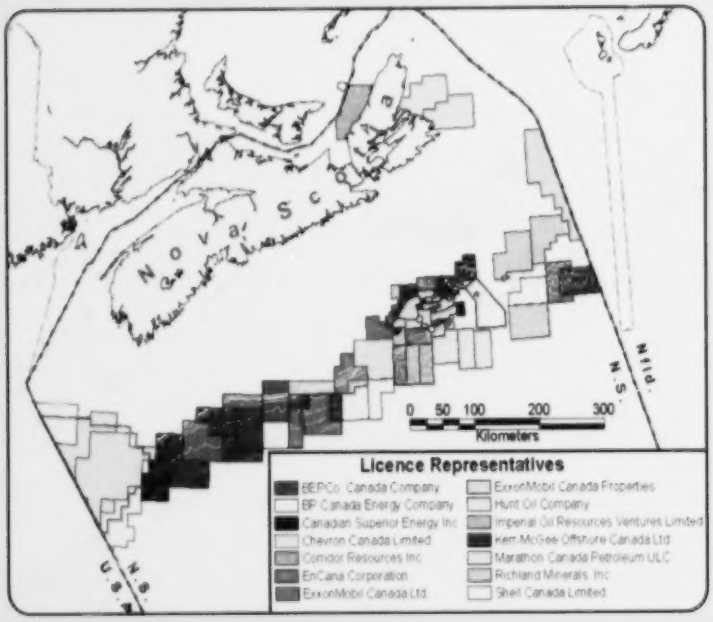
The Cohasset – Panuke Project Development Plan Decision Report requires the complete removal of all fabricated materials including the inter-facility flowlines. In December of 2003, the operator applied to the Board for an amendment to the plan in order to leave the flowlines, and associated materials, in place. The Board will seek written public comment on the proposed amendment as part of its review of the application.

In addition, the Environmental Assessment (EA) required by the Board will be reviewed under the Canadian Environmental Assessment Act (CEAA) screening process. The project description was filed and posted to the Public Registry on the CNSOPB website in February 2004. The environmental assessment, when received, will be reviewed by Board staff and other expert departments. In addition, the document will be posted to the website for a 45-day public consultation period.

A decision on the application will be made by the Board after it considers the environmental assessment, the public comments and the technical documentation. Whether or not the Board approves the Development Plan amendment, the operator will require a work authorization to conduct each portion of the decommissioning. The decommissioning work falls under the scope of the Cohasset – Panuke Development Plan Decision Report and Canada – Nova Scotia Benefits Plan Decision Report, which were issued in 1990, and revised in 1992.

3 RIGHTS &

3.1 Rights Management



Call for Bids

During the past fiscal year, the Board issued one Call for Bids which resulted in the issuance of two new Exploration Licences.

At any time during the year, industry may nominate offshore parcels of land to be included in a future Call for Bids. The Board reviews the nominations on March 31st and September 30th to determine whether any will be included in a future Call for Bids. There are two areas offshore Nova Scotia where the Board will not accept nominations; the Georges Bank moratorium area and the proposed Sable Gully Marine Protected Area.

The Board completed a review of nominations received up to March 31, 2003, and decided to proceed with Call for Bids NS03-1 on June 4, 2003 for four parcels totaling an area of approximately 250,524 hectares. Bidding on each parcel was based solely on exploration spending proposed during the first five years of the licence term as determined in accordance with a defined schedule of Allowable Expenditures. The minimum work expenditure bid considered was $1 million. During the Call for Bids period, the public was invited to submit written comments to the Board, although no comments were received.

On November 12, 2003, the results of Call for Bids NS03-1 were released. Two parcels received successful work expenditure bids, one for $12.8 million and the other for $1.2 million. Exploration Licences 2415 to 2416 were issued effective January 1, 2004. The Board decided not to proceed with Call for Bids NS03-2.

Exploration Licences

The Board issues an Exploration Licence (EL) for a term of nine years, however the interest holder must begin to drill a well in the first five years (Period 1) in order for it to validate the licence for the remaining four years (Period 2). That first five year period can be extended by one year, if the interest holder pays a Drilling Deposit.

Two existing EL's entered Period 2 of their licences during this fiscal year; EL2359 was validated with the drilling of the Newburn H-23 well and EL2360 was validated with the drilling of the Musquodoboit E-23 well. Meanwhile, the Board extended Period 1 for EL2361 by one year after the interest holder posted a Drilling Deposit of $250,000. Period 1 of the licence will now expire June 30, 2004. If a well is spudded before that date the EL is validated for Period 2, but the original expiration date for Period 2 is not extended.

When the Board issues an EL, the interest holder is required to post security for 25% of the work expenditure bid on the licence. This Work Deposit is refundable through allowable expenditures, approved by the Board, after the interest holder has spent money on exploration activities. Allowable expenditures are described in each EL and provide specific services and amounts that can be used in applying to the Board for such allowables.

Three EL's expired during this fiscal year. Period 1 for EL2362 expired June 30, 2003 and for EL's 2366 and 2367 on December 31, 2003. There were no validation wells drilled on these licences and the land reverted to the Crown. Forfeiture in the amount of $430,000 was paid on EL2362 and $814,000 for EL2366. These forfeitures were deposited in the Receiver General for Canada's account. There was no forfeiture amount for EL2367 due to allowable expenditures that were approved by the Board.

Many of the EL's offshore Nova Scotia are near the end of Period 1, and there has been an increase in the number of allowable expenditure applications filed with the Board by interest holders. The Board reviews each application to determine whether the expense qualifies under the allowable expenditures attached to each licence. For the past fiscal year, the Board reviewed and approved more than $235 million in allowable expenditures.

In accordance with the terms and conditions of the Exploration Licence, rentals are to be paid annually, in advance, at the rate of $2.50 a hectare for each year of Period 2. Four of the 56 active EL's have entered Period 2. The rentals may be refunded by the Board, if the interest holder applies for approved allowable expenditures. The Exploration Licence can be cancelled by the Board, if the rental is not paid. In the past fiscal year, the total rentals paid and deposited in the account of the Receiver General for Canada was $185,515.

The Board lifted its Prohibition Order on EL's 2364, 2365 and 2368 on November 27, 2003. The order had been in effect for two years and 50 weeks. Period 1 now expires on June 14, 2006 for EL's 2364 and 2365 and June 15, 2007 for EL2368.

Active Exploration Licences at the end of the fiscal year are shown in the following table. These encompass a total area of 7,366,442 hectares.

RESOURCES

Table 5 – Active Exploration Licences

EL #	Effective Date	Representative	Work Expenditure
2356	1-Jan-96	ExxonMobil Canada Properties	$ 86,388,659
2357	1-Jul-97	EnCana Corporation	$ 2,313,288
2359	1-Jul-98	Chevron Canada Limited	$ 66,667,000
2360	1-Jul-98	EnCana Corporation	$ 8,291,888
2361	1-Jul-98	ExxonMobil Canada Properties	$ 9,563,150
2364	1-Jul-98	Hunt Oil Company	$ 2,165,000
2365	1-Jul-98	Hunt Oil Company	$ 2,165,000
2368	1-Jul-99	Corridor Resources Inc.	$ 1,052,520
2369	1-Jul-99	ExxonMobil Canada Properties	$ 70,056,110
2370	1-Jul-99	ExxonMobil Canada Properties	$ 10,013,375
2371	1-Jul-99	ExxonMobil Canada Properties	$ 47,030,057
2372	1-Jul-99	ExxonMobil Canada Properties	$ 55,015,185
2373	1-Jul-99	ExxonMobil Canada Properties	$ 7,837,266
2374	1-Jul-99	ExxonMobil Canada Properties	$ 2,005,322
2375	1-Jul-99	Richland Minerals, Inc.	$ 1,210,951
2376	1-Jul-99	EnCana Corporation	$ 71,623,566
2377	1-Jul-99	Marathon Canada Limited	$ 93,256,756
2378	1-Jul-99	Imperial Oil Resources Ventures Limited	$ 71,134,815
2379	1-Jul-99	Imperial Oil Resources Ventures Limited	$ 28,865,184
2380	1-Jul-99	EnCana Corporation	$ 1,239,895
2381	1-Jul-99	Shell Canada Limited	$ 23,303,666
2382	1-Jul-99	Shell Canada Limited	$ 68,555,664
2383	1-Jul-99	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	$ 5,100,000
2384	1-Jul-99	EnCana Corporation	$ 8,157,735
2385	1-Jul-99	Shell Canada Limited	$ 2,119,679
2386	1-Jul-99	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	$ 24,888,888
2387	1-Jan-00	EnCana Corporation	$ 4,856,746
2388	1-Jan-00	Richland Minerals, Inc.	$ 2,225,600
2389	1-Jan-00	EnCana Corporation	$ 15,389,712
2390	1-Jan-00	EnCana Corporation	$ 8,347,986
2391	1-Jan-00	Richland Minerals, Inc.	$ 1,620,600
2392	1-Jan-00	Richland Minerals, Inc.	$ 1,620,600
2393	1-Jan-00	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	$ 1,500,000
2394	1-Jan-00	EnCana Corporation	$ 1,331,919
2395	1-Jan-00	EnCana Corporation	$ 13,279,856
2396	1-Jan-00	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	$ 6,100,000
2397	1-Jan-00	EnCana Corporation	$ 4,911,865
2398	1-Jan-01	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	$ 27,203,000
2399	1-Jan-01	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	$ 20,639,000
2400	1-Jan-01	Richland Minerals, Inc.	$ 2,110,000
2401	1-Jan-01	Canadian Superior Energy Inc.	$ 5,125,800
2402	1-Jan-01	Canadian Superior Energy Inc.	$ 22,575,000
2403	1-Jan-01	BP Canada Energy Company	$ 97,776,000
2404	1-Jan-01	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	$ 13,120,000
2405	1-Jan-01	Richland Minerals, Inc.	$ 3,210,000
2406	1-Jan-02	Canadian Superior Energy Inc.	$ 41,250,000
2407	1-Jan-02	BEPCo. Canada Company	$ 6,742,000
2408	1-Jan-02	EnCana Corporation	$ 10,515,951
2409	1-Jan-02	Canadian Superior Energy Inc.	$ 15,510,000
2410	1-Jan-02	Marathon Canada Limited	$ 176,694,282
2411	1-Jan-02	Marathon Canada Limited	$ 193,621,590
2412	1-Jan-02	Richland Minerals, Inc.	$ 4,283,650
2413	1-Jan-02	Richland Minerals, Inc.	$ 2,713,650
2414	1-Jan-02	EnCana Corporation	$ 75,856,789
2415	1-Jan-04	Canadian Superior Energy Inc.	$ 12,857,000
2416	1-Jan-04	Canadian Superior Energy Inc.	$ 1,250,000
		TOTAL	**$ 1,564,259,217**

Significant Discovery Licences

A Significant Discovery Licence (SDL) is an intermediate interest designed to maintain an explorer's rights during the period between the first discovery and eventual production. The term of such a licence is indefinite. There are presently 33 SDL's offshore Nova Scotia, covering an area of 87,109 hectares. There were no new SDL's issued during this reporting period.

Production Licences

There are seven Production Licences (PL) offshore Nova Scotia with a total area of 29,777 hectares. A Production Licence is issued

for any portion of the offshore area subject to a commercial discovery. Such licences have a term of 25 years, but may be extended if commercial production is continuing or is likely to recommence. The Board issued one new PL during this fiscal year. On October 31, 2003, PL2907 was issued for the Alma field, the fourth of the Sable gas fields. Also during the reporting period, Sable Offshore Energy Inc. transferred its 100% interest ownership in four Production Licences. ExxonMobil Canada Ltd. is now the interest representative for the five Sable Production Licences, PL's 2903 to 2907, inclusive. The two remaining production licences, PL2901 and 2902, were issued for the Cohasset-Panuke offshore oil project, which ceased production in 1999.

Public Registry of Instruments & Interests

As required in the Accord Acts, the Board maintains a public registry of all registered offshore interests and instruments. The registry is the Board's official record of interest holders and information from the Registry is placed on the Board's website for easier access.

Former Exploratory Permits

There are two blocks of former exploratory permits located in the southwest and northeast parts of the Nova Scotia Offshore Area. These were issued under legislation that has since been replaced. The permits in the southwestern area over Georges Bank are subject to a statutory moratorium on petroleum activity until December 31, 2012.

The permits in the northeastern area straddle the line that separates the Nova Scotia Offshore Area from the Newfoundland and Labrador Offshore Area. In March 2002, an Arbitration Panel ruled on a boundary dispute between the provinces, leaving 19 of the former exploration permits (or portions of permits) within the Nova Scotia Offshore Area. Schedule 1 of the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act was amended on May 29, 2003 to reflect the new Limits of the Offshore Area.

Before any drilling activity can take place on these lands, the permits must be converted to Exploration Licences. The Accord Acts require the Board and the interest holders to negotiate new terms and conditions for the successor licences. Negotiations for the conversion of these permits to Exploration Licences continue and are expected to conclude in the coming fiscal year.

3.2 Data Archive, Core Storage & Laboratory

The Board's mandate includes data collection and curation. The Data Archive, Core Storage & Laboratory facility fulfills this responsibility as a public facility, which provides geological and geophysical information and services for the Nova Scotia Offshore Area. The facility archives all final well history, geological, geophysical, and wellsite survey reports. It is also used to archive all subsurface samples obtained from petroleum exploration and development wells drilled in the Nova Scotia Offshore Area. Most data is confidential for a period of time specified in legislation or regulations. However, once the confidentiality period has expired, information is available to the public. Primarily, reports and samples are accessed by industry, drilling or service companies, and academic or government organizations.

In this reporting period, industry, which included national, international and local companies, accounted for 38% of activity at the facility, while drilling or service companies accounted for 28% of facility use, and government or academic organizations made up 34% of the traffic.

Well Records

Under the Accord Acts, data received by the Board from exploration wells is confidential for two years after the well has been drilled. During this reporting period, the two year confidentiality period ended for the following wells and the Board made the data available for public disclosure:

- Musquodoboit E-43
- Southampton A-25
- Queensland M-88
- Glenelg H-59

In the case of development wells, the confidentiality period is limited to 60 days after the termination of the relevant exploration well's confidentiality period. This period expired for two development wells during this fiscal year, and the Board released the data from the following wells.

- Alma 1 N-76
- Alma 2 N-76

Table 6 – Geophysical and Geotechnical Programs for 2003

Program #	Operator	Type of Operation	Start Date	Remarks	Total # Kms Acquired
NS24-G05-08P	Geophysical Services Incorporated	2D 3D	29-Apr-03 24-May-03	Suspended: 21-May-03 Completed: 24-July-03	1,920.08 km 738.99 km^2
NS24-E43-02E	EnCana Corporation	3D	03-May-03	Completed: 28-June-03	1,766.77 km^2
NS24-M55-01E	Marathon Canada Ltd.	3D	21-June-03	Completed: 15-Oct-03	2,259.00 km^2
NS24-T63-04P	TGS-NOPEC Geophysical Company	2D	06-July-03	Suspended: 10-Dec-03	9,989.03 km
NS26-C146-03E	Canadian Superior Energy Inc.	Site Survey	03-Aug-03	Completed: 05-Aug-03	Not applicable
NS24-G75-03P	GX Technology Corporation	2D	21-Sept-03	Completed: 21-Nov-03	3,356.62 km
NS24-C137-01P	Corridor Resources Inc.	2D	15-Dec-03	Completed: 25-Dec-03	505.57 km

Geophysical Programs

Seismic data is used to determine the possible location of subsea structures that may contain oil and gas deposits, and is acquired through surveys using seismic vessels. An airgun array is located near the stern of the vessel close to the surface of the water, and is used as a sound source. The vessel also tows one or more streamers that can run up to six kilometers in length that contain hydrophones. The sound waves generated from the airgun array are reflected back to surface from the ocean floor and geological formations below, and are recorded by the hydrophones. Seismic reflection data acquired for the 2003 calendar year consisted of 15,771.30 kilometres of 2D data and 4,025.77 square kilometres of 3D data. This is an increase from the level of data acquired in 2002, which was 6,449.87 kilometres of 2D and 450.04 square kilometres of 3D.

3.3 Guidelines

Joint Guidelines Respecting Significant or Commercial Discovery Declarations & Amendments

The Accord Acts require the Board to issue, where appropriate, declarations of significant and commercial discoveries as part of the evolution of exploratory and development rights in the offshore area. In September 2002, the Canada – Newfoundland Offshore Petroleum Board (C-NOPB) issued Guidelines Regarding Applications for Significant or Commercial Discovery Declarations and Amendments, which were reviewed by the Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP) and the Newfoundland and Labrador government.

These guidelines were substantially consistent with the CNSOPB's Memorandum Respecting Board Procedures Applicable to Applications for Declarations of Significant Discovery (DSD) and Commercial Discovery (DCD) and a Memorandum Respecting Board Review Criteria Applicable to Applications for Declaration of Significant Discovery (DSD) and Declaration of Commercial Discovery (DCD). Therefore, the Board decided it was appropriate to make these guidelines joint with the C-NOPB, and the latest 2002 C-NOPB guidelines were amended to include references to the CNSOPB and applicable legislation. These joint guidelines formalize the two Memoranda previously issued by the CNSOPB and have the support of the provincial and federal governments. As well, they further confirm the requirement of a formation flow test for a Declaration of Significant Discovery, and provide guidance to industry with respect to the process used by the regulatory boards in reviewing the merits of significant and commercial discovery applications. Consultations were held before the joint guidelines were approved in June 2003.

Joint Guidelines Respecting Data Acquisition & Reporting

On June 30, 2003, the CNSOPB approved Joint Guidelines Respecting Data Acquisition and Reporting for Well, Pool and Field Evaluations in the Newfoundland and Nova Scotia Offshore Areas.

These joint guidelines, with the C-NOPB, were prepared to assist operators in complying with regulatory requirements pertaining to well, pool, and field evaluations, and to provide the form and manner in which related information and data should be submitted to the Boards. The Boards prepared the guidelines following consultation with the public, industry and governments.

4 HEALTH, S OPERAT

4.1 Health & Safety

The Board continues to work with the provincial and federal governments on amendments to the Accord Acts regarding offshore occupational health and safety. In the meantime, the Board's Occupational Health and Safety (OHS) Requirements remain in place to provide protection for offshore petroleum workers and direction to the operators. The Board's OHS Requirements are a strict condition of all activities authorized by the Board.

Incident Reports

Operators are required by regulation under the Accord Acts to report all safety-related incidents to the Board. During the 2003 calendar year, the Board responded to and monitored eight health and safety related incidents. In all cases, the Board verified that action was taken to understand the cause of the incident and to improve systems in an effort to prevent similar incidents.

A summary of all types of incidents offshore is reported to the Board in an Annual Report submitted by each operator. The Board reviews the information, as well as other independent information, to determine possible trends and commonalities in the cause of disabling injuries, and to target areas where specific improvements are required. Through participation in the International Regulators' Forum, the Board also monitors incident trends observed in other offshore jurisdictions and these are taken into account when determining the focus of health and safety initiatives. Based on this information, the Board has been putting additional focus on lifting practices over the past year. Specific audits have been carried out and, in conjunction with the Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP), recommended practices for safe lifting are being developed.

Injury Statistics

In the 2003 calendar year, there were 1,916,881 person hours worked under Board authority in the Nova Scotia Offshore Area. In that period, there were eight disabling injuries. Based on this data, the frequency rate for disabling injuries in the Nova Scotia Offshore Area for 2003 was 0.84 per 200,000 person hours.

Monitoring

Daily reports from operators are reviewed by Board staff to identify health, safety and compliance issues, and appropriate actions are taken to assure that such issues are dealt with to the satisfaction of the Board. In addition, the Board maintains regular contact with operators and the Certifying Authorities to ensure ongoing compliance with regulations, Occupational Health and Safety Requirements and other conditions of authorization.

The Board has been putting additional focus on lifting practices over the past year.

The Board also receives copies of the minutes of meetings of the offshore Joint Occupational Health and Safety (JOHS) Committees. These are reviewed by the Board in detail to ensure that health and safety matters raised by workers are dealt with appropriately by the Operator. Board staff is in contact with members of these committees to provide information and to assist in addressing issues that may arise.

The Board also carries out compliance audits and inspections focused on health and safety. During the past year, the Board made in excess of 20 visits to vessels and installations for the purpose of conducting such audits and inspections.

Table 7 - Injury Statistics

Year	1999	2000	2001	2002**	2003	Average
Number of Disabling Injuries*						
Installations	1	7	3	8	3	4.6
Vessels	14	15	1	7	5	8.2
Aviation	n/a	n/a	0	0	0	0
Total	**15**	**22**	**4**	**15**	**8**	**12.8**
Person Hours						
Installations	1,200,833	1,249,348	899,244	1,253,779	899,260	1,100,493
Vessels	2,441,017	942,713	720,312	868,105	960,609	1,180,417
Aviation	n/a	n/a	82,660	94,413	57,012	107,628
Total	**3,641,850**	**2,192,061**	**1,702,216**	**2,216,297**	**1,916,881**	**2,334,084**
Frequency Rate (per 200,000 person hours)						
Installations	0.17	1.12	0.67	1.28	0.67	0.83
Vessels	1.15	3.18	0.28	1.67	1.04	1.42
Aviation	n/a	n/a	0	0	0	0
Total	**0.82**	**2.01**	**0.47**	**1.35**	**0.84**	**1.10**

* *The term "disabling injury" means an employment injury or an occupational disease that:*
(a) prevents an employee from reporting for work or from effectively performing all the duties connected with the employee's regular work on any day subsequent to the day on which the disabling injury occurred whether or not that subsequent day is a working day for that employee;
(b) results in a loss by an employee of a body member or part thereof or in a complete loss of its usefulness, or;
(c) results in the permanent impairment of a body function of an employee.
** *Amended to reflect an ommision of an injury from the 2002 Annual Report.*

AFETY & IONS

These included pre-inspections of equipment and facilities prior to the Board's authorization to commence offshore operations, and audits and inspections of offshore work sites during operations. These activities identified a number of corrective actions required for which voluntary compliance by operators was deemed acceptable, and the Board conducted follow-up to ensure that such corrective actions were taken.

A plan has been developed for the coming fiscal year to undertake a series of audits for compliance with safety, environment and conservation regulations and requirements.

4.2 Offshore Security

During the fiscal year, the Board has been active in security considerations for offshore petroleum facilities in light of worldwide terrorist activity. It participates in the Natural Resources Canada Regulators Forum which meets quarterly to share information between energy regulators with respect to security initiatives. In addition, the Board participated in workshops organized by Transport Canada to develop recommendations on how offshore facilities should be considered in implementing the International Ship and Port Facility Security Code in Canada.

4.3 Offshore Activities

All petroleum activity offshore Nova Scotia must receive the prior authorization of the Board. Each work authorization application must include an Operator's Safety Plan, an Environmental Assessment, a Scope of Work, a Canada-Nova Scotia Benefits Plan, Proof of Financial Responsibility, requisite information regarding drilling and well evaluation, and, where applicable, a Certificate of Fitness. The Health, Safety and Operations group coordinates the review of all the documentation that accompanies each application.

Table 8 provides a summary of work activities authorized by the Board for the reporting period, and provides comparative numbers for the fiscal years 2001 and 2002.

Exploratory Drilling

The Board authorized the drilling of the the following exploration wells* during the reporting period:

- Margaree F-70 spud May 21, 2003 – ended August 6, 2003
- Balvenie B-79 spud July 8, 2003 – ended September 3, 2003
- MarCoh D-41 spud August 28, 2003 – ended November 23, 2003
- Weymouth A-45 spud October 27, 2003
- Mariner I-85 spud November 19, 2003 – ended March 18, 2004

*Technical data collected from these wells remains confidential at this time.

4.4 Guidelines

Joint Measurement Guidelines

In October 2003, Joint Measurement Guidelines were issued by the CNSOPB and the C-NOPB in a continuing effort to be consistent in the application of regulations. The guidelines were developed by both Boards after taking into consideration comments received from industry, governments, and other interested parties. These guidelines address design, construction and operation of metering systems, and mirror similar guidelines in other jurisdictions. A copy of the guidelines is posted on the CNSOPB website.

Draft Incident Reporting Guidelines

The Board is also preparing Incident Reporting Guidelines. A draft was circulated and comments were received from industry and the governments. These guidelines provide direction on general duties and prescribed regulations respecting the reporting of health, safety and environmental incidents that occur in the Nova Scotia Offshore Area. The guidelines are in the process of being finalized and should be issued later in 2004.

4.5 Guidance Initiatives

In some cases, guidance documents are developed, for non-regulatory matters, to capture standard practices. Board staff works closely with industry in these cases to ensure the safety of operations for offshore petroleum workers. Some of these initiatives include:

Safe-Lifting Practices

The Board continues work with the C-NOPB and the Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP) on safe-lifting practices applicable to both the Nova Scotia and Newfoundland and Labrador Offshore Areas. Drafts of various sections comprising these practices have been forwarded to industry groups and certifying agencies for review and comment. This will continue through 2004 in an effort to achieve an industry recommended practice, recognizing the objective to reduce the number of hazardous occurrences related to lifting activities.

In October 2003, Joint Measurement Guidelines were issued by the CNSOPB and the C-NOPB.

Table 8 - Work Authorization Applications

Activity	Number of Applications Approved		
	2003/04	2002/03	2001/02
Drilling			
Drilling Program Authorization	4	3	2
Authority to Drill a Well	7	8[a]	6
Geophysical / Geotechnical / Geochemical			
Seismic	7[d&e]	3	9[c]
Seabed/Benthic Surveys, Geotech. Evaluations	1	6[b]	5
Pipeline Route Surveys	0	2	2
Installations			
Application to Alter a Well	9	5	13
Authorization to Install:			
• Alma to Thebaud pipeline	0	1	0
• Alma Jacket	1	0	0
• Alma Topsides	1	0	0
• Subsea pipeline tie-in spools	1	0	0
• Alma Platform Hook-up & Commissioning	1	0	0
Diving			
Diving Program Authorization	1	1	2
Totals	**33**	**29**	**39**

Notes:

a. *Comprises seven wells plus one sidetrack.*

b. *Includes one extension to a work authorization granted in 2001.*

c. *Work associated with two of the authorized seismic programs did not proceed.*

d. *Work associated with one of the authorized seismic programs did not proceed.*

e. *Work for two of these seismic programs was suspended and is proposed to be completed at a later date.*

Helicopter Underwater Emergency Breathing Apparatus

It is recognized that the cold ocean temperatures off eastern Canada could severely curtail a person's ability to hold their breath underwater should a helicopter ditch in the ocean and invert during an emergency situation. As a result of new technology, the Board is evaluating the use of supplementary breathing systems for travelling offshore on helicopters. These systems include the use of compressed air, re-breathers, or a combination of both. It is anticipated that an industry-recognized practice, endorsed by the Board, will be finalized in the coming year.

As a result of new technology, the Board is evaluating the use of supplementary breathing systems for travelling offshore on helicopters.

Escape, Evacuation and Rescue Guidelines

The CNSOPB and the C-NOPB are working with CAPP and the Canadian Association of Oil Well Drilling Contractors (CAODC) to draft a performance guideline for escape, evacuation and rescue systems on offshore petroleum installations operating in the Nova Scotia and Newfoundland and Labrador Offshore Areas. The guidelines will be used by the Boards to assist in the interpretation of applicable legislation when reviewing escape, evacuation and rescue systems employed on newly constructed petroleum installations proposed for use in either offshore area. They will also be used, where practical, to assist in the review of existing systems.

5 ENVIRON

One of the Board's primary responsibilities is protection of the environment during all phases of offshore petroleum activities, from initial exploration to abandonment. The past fiscal year has been busy from an environmental perspective, with the introduction of the Canadian Environmental Assessment Act (CEAA), multiple environmental effects monitoring (EEM) programs, the continual review of many environmental assessments, and participation in environmental initiatives of other departments and agencies.

5.1 Environmental Assessments

The Board requires an Environmental Assessment (EA) for each work authorization application. EA's are reviewed internally for completeness and forwarded to other expert departments for comment. For offshore oil and gas projects, the expert departments typically include the Department of Fisheries and Oceans (DFO) and Environment Canada. EA's may be revised or amended as deemed appropriate through the review. For most projects, mitigation measures are required to reduce the potential for significant adverse environmental effects. Based upon the review, the Board makes a determination on the likelihood of significant adverse environmental effects of the proposed activity before determining whether to authorize the activity. The Board may also attach such conditions as it deems appropriate, such as additional mitigation measures, to an activity authorization.

Over the past fiscal year, 29 environmental assessments have been completed or are under review by the Board. Environmental assessments are submitted and reviewed prior to an operator's work authorization application. There are times when the EA review process has been completed, but an operator decides against proceeding with the activity and never submits a work authorization application, so the number of EA's reviewed in a given year may differ from the number of authorizations issued by the Board.

5.2 Canadian Environmental Assessment Act (CEAA)

The Board is a Federal Authority (FA) under the CEAA and is obliged to apply the environmental assessment review process set out in the Act. In July 2003, the federal government passed an amendment to the CEAA Law List Regulations, making all offshore oil and gas activities subject to the Act. Prior to this, only development plans were subject to the CEAA process. Amendments were also made to the CEAA Inclusion List Regulations to include all applications to the CNSOPB for geophysical programs.

Table 9 - Environmental Assessments

Activity	2003-04	2002-03	2001-02
Seismic	13	7	8
Other Geophysical/Geotechnical	4	4	7
Drilling Programs	10	8	2
Strategic Environmental Assessments	1	2	1
Other	1	0	0
Total	29	21	18

The CEAA defines three levels of environmental assessment; Screenings, Comprehensive Studies, and Panel Reviews. It is expected most of the environmental assessments required by the Board will be reviewed using the Screening process, as defined under the CEAA. An application to drill the first exploration well in an area that has not undergone a Comprehensive Study or Panel Review will be subject to a Comprehensive Study review process. About half the Scotian Shelf was assessed by the Panel Review for the Sable Offshore Energy Project (SOEP), so applications to drill exploration wells in that area will require an EA reviewed through the Screening process.

Under CEAA, an operator must file a Project Description if it plans to apply to the Board for any work authorization. This document is submitted in advance of any environmental assessment and prior to any application. It is used to coordinate the review of the environmental assessment which is covered under the Federal Coordination Regulations of the CEAA and allows for the designation of a Federal Environmental Assessment Coordinator (FEAC). The FEAC, which will be the CNSOPB in most cases, forwards the Project Description to federal government departments and agencies requesting each to make its own determination whether it is a Responsible Authority or an Expert Department for the proposed project.

A significant part of the CEAA review process involves public access to environmental assessments. An internet-based Public Registry, established by the Canadian Environmental Assessment Agency, tracks all environmental assessments covered by the CEAA. All environmental assessments undertaken by the Board as part of the CEAA review process are listed on this site. In addition, the Board has established its own Public Registry [available at – Environment – Public Registry] that lists all project descriptions, environmental assessments and related correspondence. Through the agency and the CNSOPB registries, the public can follow a proposed activity from the Project Description to the EA and has the opportunity to review the documents and submit a written comment.

5.3 Fisheries Advisory Committee (FAC)

With the increased opportunity for public participation and input offered by the CEAA, the Board has modified its approach for consultation on environmental and fisheries related matters. The CNSOPB's Fisheries and Environmental Advisory Committee is now the Fisheries Advisory Committee (FAC) as environmental matters are now addressed through the CEAA process. FAC membership includes representatives of various fishing groups, the Department of Fisheries and Oceans (DFO), and the Nova Scotia Department of Agriculture and Fisheries. The committee provides advice and suggestions to the Board for consideration in work authorization applications, regulations and guidelines. Quarterly meetings allow FAC members to be briefed on the current and upcoming petroleum activities in the Nova Scotia Offshore Area and provide the opportunity to discuss any relevant issues. Committee members are notified of all environmental assessments submitted to the Board and are invited to provide written comments, which are considered as the EA is reviewed.

MENT

5.4 Cape Breton Public Review

In March 2003, the Board, after considering the results of an extensive Public Review, a Science Review, and a Report of the Ad Hoc Working Group, determined that seismic activities could be conducted offshore Cape Breton under certain conditions.

In October 2003, Corridor Resources Inc. applied to the Board for authorization to conduct a seismic survey on EL2368, off western Cape Breton. Corridor was required to address nine conditions as set out by the Board in its March 2003 decision, including the development of an environmental effects monitoring (EEM) program, the presence of a fisheries liaison person, and consultation with DFO and various fisheries groups. The Board also committed that, before making a decision on any authorization, it would review the results of an ESRF study being conducted off Newfoundland and Labrador to determine potential effects of seismic on snow crab. The snow crab study, which was available in November 2003, indicated there was no mortality to the tested snow crab and that seismic activity would be unlikely to cause a significant adverse effect to snow crab.

The snow crab study, which was available in November 2003, indicated there was no mortality to the tested snow crab.

In December of 2003, after reviewing the Public Review Report, the Ad Hoc Working Group Report, the Science Review Report and related studies and documentation, the Board authorized a six day 2D seismic survey off western Cape Breton using a reduced sound source. The approved program was also subject to compliance with a number of other conditions. The program was completed prior to the end of December.

5.5 Environmental Effects Monitoring (EEM)

During the past year, the Board authorized a number of Environmental Effect Monitoring programs which were conducted in association with research projects.

The first of these was a cooperative effort between Marathon Oil Canada, EnCana Corporation and the Centre for Offshore Oil and Gas Environmental Research (COOGER), which operates through DFO. This cooperative developed an EEM program to determine the possible effects of seismic acquisition on marine mammals, in particular, the northern bottlenose whale. The study was conducted from May through July 2003 and was focused around the Sable Gully and Shortland Canyon. Sound recording devices, referred to as seismometers, were strategically located in the study sites to record the received sound levels from the seismic surveys. Marine mammal observation programs, including passive acoustic monitoring were conducted before, during and after the seismic acquisition. The results are expected to be available later in 2004.

Another EEM and research program led by DFO was designed in conjunction with the seismic survey conducted by Corridor Resources Inc. off western Cape Breton in December of 2003. It measured near and far field sound levels to determine the potential impact of seismic on snow crab through field and laboratory measurements. The study consisted of placing caged snow crab in specific locations, half in the area of the seismic survey where they would be exposed to the full effects of the sound and half in control sites located away from the survey zone. Upon completion of the seismic program, half of the snow crab from each location were collected immediately and taken to a laboratory where they were tested for behavioural and physiological impacts. The remaining snow crab were collected five months later and subjected to the same laboratory tests. The results of this study are expected in the fall of 2004.

5.6 Compliance Monitoring

Each operator is required to meet or exceed certain regulations, guidelines or conditions when conducting an activity. The Board monitors operations to ensure that these standards are achieved and that operators comply with all applicable laws. Operators submit monthly and annual reports of discharges and these are audited against projections, commitments and conditions. In this reporting period, two audits were conducted by the Board in conjunction with Environment Canada.

5.7 Regional Initiatives

The Board contributes to a number of regional initiatives related to environmental matters in the Nova Scotia Offshore Area. DFO's Eastern Scotian Shelf Integrated Management (ESSIM) initiative is a collaborative and integrated planning and management approach aimed at broad scale ocean use and interests in a defined area. The Board participates in the ESSIM Working Group and the Ecosystem Objectives and Human Use Objectives sub-working groups. The Board is also an active participant in the Atlantic Canada Coral Initiative (ACCI), which was developed in 2003 to draw attention to the sensitive coral populations offshore Nova Scotia.

The proclamation of the Species at Risk Act (SARA) in June 2003 has led to the development of several recovery strategies for listed endangered or threatened species. The Board is actively involved with DFO and Environment Canada to ensure that offshore oil and gas activities comply with the SARA.

In addition to the broad initiatives above, the Board maintains effective and cooperative working relationships with DFO and Environment Canada. Memoranda of Understanding (MOU) are in place between the Board and these agencies and Work Plans are implemented on an annual basis. These MOU are available for review on the CNSOPB website. An MOU is also being developed between the Board and these departments with respect to the CEAA environmental assessment review process.

5.8 Guidelines

Physical Environment Guidelines

Offshore Waste Treatment Guidelines (OWTG) and Physical Environment Guidelines (PEG) are used by the Board to assist in regulation of the industry. The OWTG outline allowable limits for the treatment and disposal of wastes for offshore oil and gas drilling and production activities. Both are joint guidelines with three petroleum regulatory boards, the CNSOPB, the C-NOPB and the National Energy Board (NEB).

The Physical Environmental Guidelines are intended to clarify the requirements concerning the observing, forecasting and reporting of physical environmental data during petroleum drilling and production activities. The primary objective of the physical environmental monitoring programs is to ensure that appropriate weather, oceanographic and ice information is gathered and made available during an exploratory drilling or production program to support the safe and prudent conduct of operations and emergency response. A draft of a revised PEG was released early in 2004 for written comment from interested parties and the public. These comments will be considered by the three regulatory boards before revised guidelines are issued.

The Board is actively involved with DFO and Environment Canada to ensure that offshore oil and gas activities comply with the SARA.

5.9 Environmental Studies Research Fund

The Environmental Studies Research Fund (ESRF) is a Federal Government fund established through levies paid by oil and gas companies that hold the rights to frontier lands. The fund is used for research projects related to environmental issues concerning the offshore oil and gas industry. The Board is a member of a management board that includes representatives of the public, industry, government and regulators. The management board reviews applications and allocates research money. The Board representative is also a member of the recently established East Coast Advisory Committee. Some of the research conducted offshore Nova Scotia in the past year with money from the fund includes the study of the potential impact of seismic on marine mammals and the study of the possible effects of seismic on snow crab.

5.10 Spills & Releases

Spills and releases from offshore oil and gas activities are required to be reported to the Board within 24 hours of occurrence. Spills, including volumes and the specific substance released, are recorded in an electronic database, which is reviewed periodically to determine any trends. Where appropriate, the Board conducts inspections or investigations related to spill incidents.

In the past year, the Board investigated, with Transport Canada, a number of spills from a seismic vessel operating offshore Nova Scotia. An additional inspection of the vessel was conducted in port and Board staff worked with the Operator to develop additional operating procedures to address the matter. In addition, the Board investigated a large spill of monoethylene glycol (MEG) during the commissioning of the Alma platform. MEG is considered non-toxic in the marine environment and dissipates quickly. However, the Board has told the Operator it will need to address preventative measures in its next commissioning project. Table 10 provides a list of spills that occurred offshore Nova Scotia during petroleum related operations in the 2003/2004 fiscal year.

Table 10 - Spills for Nova Scotia Offshore Area

Material	Less than 1L	1-10L	11-150L	Greater than 150L
Condensate	1			
Synthetic Muds				1
Light Oil	5	5	10	3
Chemicals			1	2
Totals	6	5	11	6

Contents of spills in excess of 150L:
- *Monoethylene glycol (release from wireline lubricator) 159L*
- *Hydraulic oil (seal failure on hydraulic line) 300L*
- *Kerosene (release from seismic streamers) 400L & 570L*
- *Synthetic based mud (release from slip joint packers) 600L*
- *Monoethylene glycol (release from dewatering pigs) 20,000L*

The Board investigates each spill report taking into consideration potential environmental impacts. The concerns include the potential impact on seabirds of a spill of petroleum product floating on the ocean surface as well as impact to the marine habitat. In the case of these spills, there was a high dispersion rate, and therefore a low likelihood of significant environmental impact. There were no observed impacts on the enviroment from these spills.

6 INDUSTRIAL

A primary objective of the Board in fulfilling its industrial benefits regulatory mandate is to ensure that Nova Scotians and other Canadians are provided with a full and fair opportunity to participate, on a competitive basis, in the supply of goods and services associated with offshore activities.

6.1 Benefits Plans

The Accord Acts require that the Board receive and approve a Canada – Nova Scotia Benefits Plan prior to the approval of any development plan or authorization of any work or activity in offshore Nova Scotia. A benefits plan must address a number of issues and indicate how the operator will provide manufacturers, consultants, contractors and service companies in the Province of Nova Scotia and in other parts of Canada, with a full and fair opportunity to participate on a competitive basis in the supply of goods and services. In addition, a plan must address such matters as the establishment of a local office, the promotion of education and training, and support for research and development in Nova Scotia.

Each plan is reviewed by staff to ensure the principles outlined in the Accord Acts are reflected and understood by all parties. This is important in the continuous monitoring of benefits plans and procurement activities by the Board.

6.2 Benefits Review Committee

In an effort to provide regular consultation with both the federal and provincial governments, the Board established the Benefits Review Committee (BRC) in 1995. It includes representatives of the Nova Scotia Department of Energy, Natural Resources Canada and officials from other federal and provincial agencies or departments as may be appropriate.

The BRC meets on a regular basis and is called together to discuss specific benefits matters. Committee members are also consulted daily on contract awards and bidders' lists as the Board monitors the day to day procurement process used by operators.

Of 120 contract awards, 81 were awarded to Nova Scotia companies.

6.3 Benefits Plan Monitoring & Review

Another regulatory responsibility of the Board is ensuring that commitments contained in the benefits plan are kept, and that the plans are monitored for compliance on a regular basis.

During the 2003 calendar year, the Board reviewed 110 bidders' lists and 120 contract awards to ensure that full and fair opportunity was provided to the Nova Scotian and Canadian supply community. The contract awards were worth an estimated $1.1 billion, of which $265,000,000 was Nova Scotia content. Of the 120 contract awards, 81 were made to Nova Scotia companies.

6.3.1 Audits

External audits and assurance reviews are also methods used for monitoring commitments made in a Benefits Plan. In September 2003, the Board contracted Consulting Audit Canada to conduct an assurance review of the PanCanadian Exploration & Pre-Development Benefits Plan. This plan was submitted to the Board and approved before the merger of PanCanadian Petroleum and Alberta Energy Corporation to form EnCana Corporation. EnCana agreed to the principles of the plan when it took over the PanCanadian operations in Nova Scotia. This Benefits Plan covers the pre-development work carried out by EnCana for its Deep Panuke project.

An assurance review may be conducted to satisfy the Board that the principles, committed to by the operator in the benefits plan, are carried out. These include such principles as full and fair opportunity to residents of Nova Scotia and suppliers in the province, and a commitment to consider Canada – Nova Scotia content estimates in the bid evaluation criteria.

The Consulting Audit Canada assurance review report was submitted at the end of the fiscal year and is presently under review by Board staff.

6.3.2 Employment

The Board continues to work with Human Resources Development Canada (HRDC), through a Memorandum of Understanding, to monitor foreign workers brought to the province to work in the offshore petroleum industry. HRDC provides advice on the availability of Canadians with the skills or experience required for a particular job, while the Board provides information on the qualifications, standards and regulatory requirements for such employment.

6.4 Benefits Reports

The Board requires that Benefits Plans include the principles an operator will use in its procurement process, and the Operator's commitments to such programs as Employment and Training, Technology Transfer, and Research and Development. As a means of monitoring such plans, the Board requires a report from each operator detailing the results of its efforts. These Benefits Reports are submitted on an annual basis, or within a pre-approved period of time after an activity has concluded.

Board staff, in consultation with the BRC, will review these reports in relation to the Benefits Plans, and consult with operators on any issues that may be identified.

BENEFITS

6.4.1 Exploration Activity

Five exploration wells were drilled offshore Nova Scotia during the past fiscal year. These were covered under a number of Benefits Plans which were approved before the Drilling Program Authorization. Such drilling programs may cover a number of different wells over a number of years, and an Operator must apply for and obtain an Authorization to Drill a Well (ADW) before actually proceeding with an individual well. The principles of the Benefits Plan must be followed for each well in the program.

In addition, there were six geophysical programs conducted using six different vessels. Most of the seismic vessels arrive with a crew of technicians and experts. However, the Board works with companies to provide as many jobs as possible to residents of Nova Scotia. In addition, a number of residents of the province have been successful at securing technical jobs with the geophysical companies that ultimately resulted in international work opportunities.

6.4.2 Subsea Pipeline

El Paso and its Blue Atlantic project did not have any work authorizations before the Board during the past fiscal year. However, El Paso continues to maintain offices in Halifax and Shelburne County. Its annual Benefits Report shows the company spent $6.2 million in the province in the past year. This is in addition to the $10.8 million spent last year.

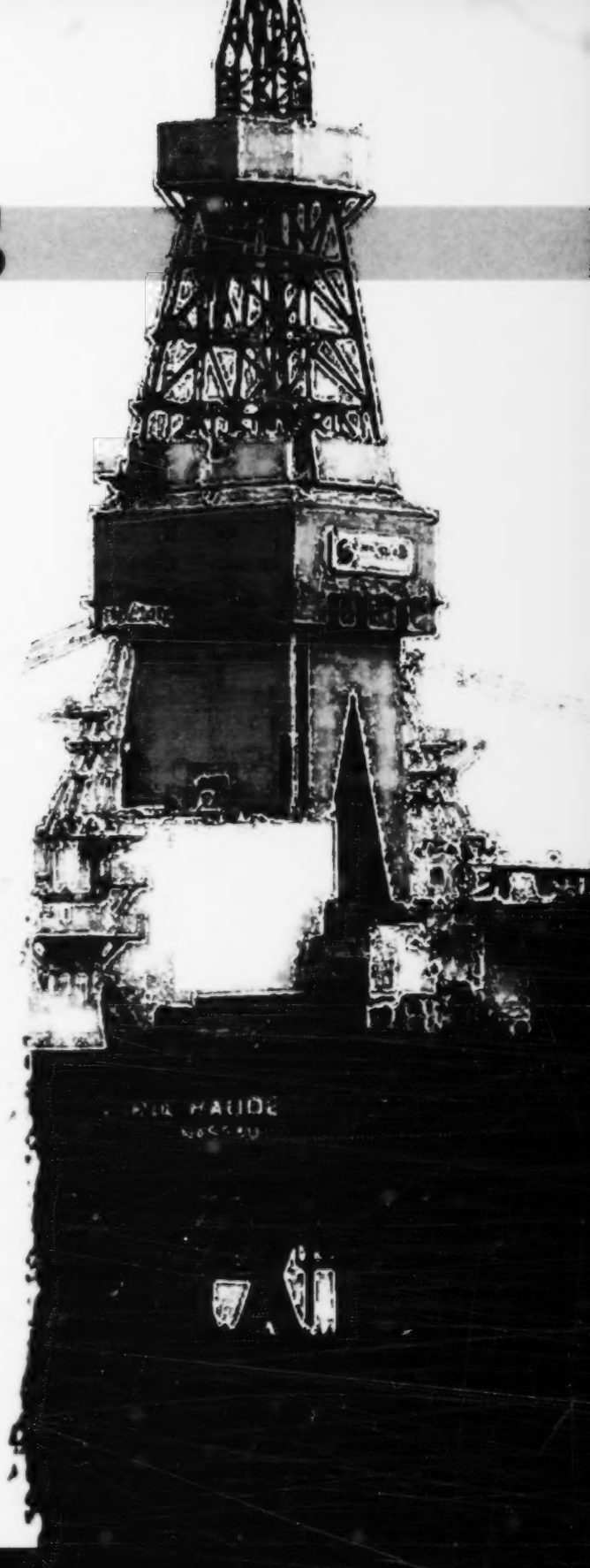
6.4.3 Expenditures & Employment

According to the reports submitted to the Board to the end of the fiscal year, a total of $838 million was spent offshore Nova Scotia, of which $214 million was spent on exploration activities. Of the total expenditures, $321 million was spent directly in Nova Scotia for 38.3% Nova Scotia content. Another $157 million was spent in the rest of Canada for a total Canadian content of 57.1%. Included in these amounts are the Cohasset Decommissioning, Sable, and Deep Panuke projects, as well as, all exploratory work by all Operators and expenditures by the Blue Atlantic transmission system project.

During the 2003 calendar year, there were 27,614 person months of work in the Nova Scotia Offshore Area. Of that, 60% was done by residents of Nova Scotia, 13.4% by other Canadians and 26.6% by non-Canadians.

6.4.4 Research & Development

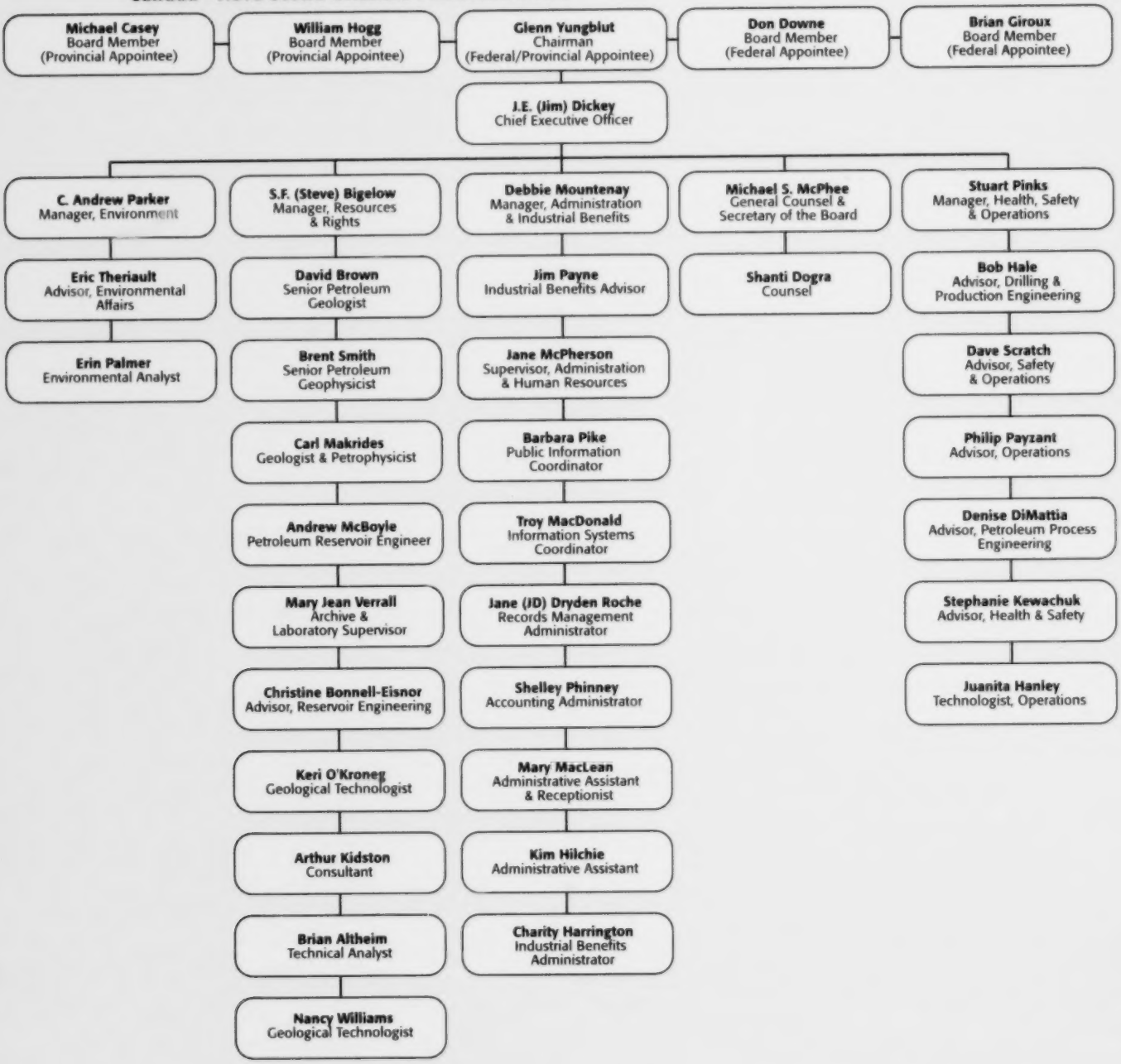
In addition to employment and expenditures, Operators in the Nova Scotia Offshore Area are required to invest in research and development (R&D) in the province. The Benefits Reports submitted to the Board to the end of the fiscal year indicate Operators spent $871,385 on research and development projects in Nova Scotia in 2003. These included the research conducted offshore Nova Scotia on the potential impact of seismic acquisition on marine life and funding for Petroleum Research Atlantic Canada (PRAC) which provides support to various programs in Atlantic Canada.



7 ADMINISTR

7.1 Organizational Chart

Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Board



ATION

As a regulator, it is important that the Board maintain and apply a consistent process in the administration of its regulatory responsibilities. In that effort, work continued through this fiscal year on the Board's Quality Management System. Such a major undertaking requires a complete and thorough review of the Board's Policies and Procedures. At year end, this process is ongoing with a conclusion anticipated during the next fiscal year.

The Board maintained the same staffing level as the previous year. While staffing remained the same, there were several changes at the Board level. John Currie's six-year term as a Board member expired in April, leaving a second vacancy on the Board – one provincial and one federal. Both governments acted quickly to fill the vacancies. The province appointed William Hogg to the Board on March 5, 2003 and the federal government appointed Don Downe on September 15, 2003.

Interest in the Board and its regulatory regime continues to grow. In the 2003 calendar year, the Board handled approximately 600 calls from the news media – local, national and international. Calls and queries from the general public have also increased, with staff handling hundreds of calls over the telephone and messages through e-mails.

The Board's website is an important source of information for all interested parties and Board staff continues to strive to provide the most up-to-date information possible. One of the most popular features is the weekly activity report which provides the latest production, drilling and seismic activity. The site received an average of 55,000 visits a month. Use of the website is expected to continue to grow, particularly with its use as an electronic public registry under the Canadian Environmental Assessment Act (CEAA) review process, which is used for public consultation on environmental assessments. The website has proven to be a valuable tool in the Board's public consultation efforts.

7.2 Atlantic Energy Roundtable

The Atlantic Energy Roundtable (AER) is an initiative of the federal government, the provincial governments of Nova Scotia and of Newfoundland and Labrador, the Canadian Association of Petroleum Producers, and representatives of supply and service companies. The initial meeting in the fall of 2002 provided an opportunity to discuss the issues and opportunities of Atlantic Canada's petroleum industry. The goal of the Roundtable is to enhance regulatory efficiency and effectiveness. It was decided that a number of committees should be formed to work through some of the issues and report back to the Roundtable with proposals for improvements.

The Board is an active participant on these various committees. The CEO sits on the overriding Implementation Committee, while Board staff work on such issues as developing a concurrent regulatory process, review of the costs associated with offshore exploratory wells with the objective of finding ways to reduce the cost, the sharing of regulatory query forms, and exploring alternate options of industrial benefits reporting and monitoring.

7.3 Board Biographies

Glenn Yungblut – Chairman

Glenn Yungblut holds an Honours Bachelor of Science degree in Mechanical Engineering from Queen's University.

During his career, he has held the positions of Director General – Engineering at the National Energy Board in Calgary, and at the Canada Oil and Gas Lands Administration Ottawa/Halifax. Previous to that, he served as Chairman and Managing Director of an offshore engineering consulting firm, EPI Resources Ltd. He was also the Offshore Drilling Manager for Shell Canada's drilling projects off Canada's west coast and offshore Nova Scotia.

Mr. Yungblut's professional memberships include the Association of Professional Engineers, Geologists, and Geophysicists of Alberta and the Calgary Chapter of the Offshore Mechanics and Arctic Engineering Division, of which he is past Chair.

Michael Casey, CA, CBV – Board Member

Michael Casey is a partner in the chartered accountancy firm Hemming Weir Casey Inc. He holds a Bachelor of Arts degree from Dalhousie University, and is a member of the Institute of Chartered Accountants of Nova Scotia and the Canadian Institute of Chartered Accountants.

Mr. Casey holds qualifications as a Chartered Business Valuator, and is a member and former board member of the Canadian Institute of Chartered Business Valuators. He is also registered in the specialty register of the Institute of Chartered Accountants of Nova Scotia as a CA-designated specialist in business valuation.

Mr. Casey has held voluntary positions on a number of Boards, including past President of the Waegwoltic Club in Halifax. He currently serves on the Audit and Finance committee of the Nova Scotia Liquor Commission, and Investment Advisory Committee of the Society of St. Vincent de Paul, Halifax.

Brian Giroux – Board Member

Brian Giroux is the Executive Director of the Scotia Fundy Mobile Gear Fishermen's Association, a position he has occupied since 1989. He also owns and operates a shellfish farm.

Mr. Giroux has broad experience as a government consultant on resource assessment and aquaculture projects and has served as an International Fisheries Observer for the Department of Fisheries and Oceans. He holds various fisherman's licences and has worked on various types of vessels catching a number of different species.

Throughout his career, Mr. Giroux has been involved in a number of committees and programs. He is a member of the Council of Science and Technology Advisors, chairman of the Department of Fisheries and Oceans Science Advisory Council and Chairman of the Scotia Fundy IQ (Individual Quota) Committee.

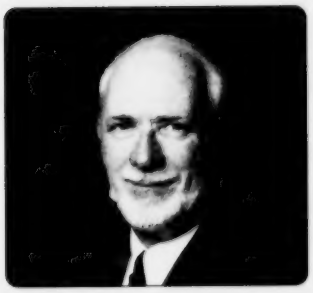
Don Downe – Board Member

Don Downe retired from provincial politics in 2003 after spending ten years as a Member of the Nova Scotia Legislative Assembly.

During his years in government, Mr. Downe held the Cabinet portfolios of Deputy Premier, Minister of Finance, Minister of Environment, Minister of Aboriginal Affairs, Minister of Natural Resources and Energy, Minister of Business and Consumer Services, and Minister of Transportation and Public Works. Mr. Downe chaired the Government's Response to the Westray Report and has had both provincial and national involvement with the Federation of Agriculture and was a former Executive Member of Voluntary Planning. He was also a member of the Special Committee on Assembly Matters, the Economic Development Committee and the Public Accounts Committee.

In his private life, Mr. Downe was a successful poultry farmer, owning chicken and turkey operations with his business partner and wife Darlene. In 1989, they jointly received Canada's Outstanding Young Farmer's Award.

In addition to the CNSOPB, Mr. Downe serves as a Board Member for the Public Service Accounts Board of Canada (Toronto) and Sampling Technologies Incorporated (Bedford). He also continues to actively support and participate in local community activities.



William D. Hogg – Board Member

Bill Hogg recently retired from 25 years in the Nova Scotia Public Service. He became a Chartered Accountant in New Brunswick where he worked with a national accounting firm before joining the Nova Scotia Civil Service.

Mr. Hogg worked in the Department of Health, was Director of Audits in the Office of Auditor General, and Executive Director, Finance and Administration for the Department of Government Services. He was appointed Deputy Minister of Government Services in April 1993 and served as Deputy for the next 10 years in the Departments of Natural Resources, Transportation and Public Works, and most recently Finance.

In addition to his role as Deputy Minister, Mr. Hogg served on the Boards of numerous Crown Corporations, completed a three year term on the Public Sector Accounting Board and received the Institute of Public Administration's Lieutenant Governor's Award for Excellence in Public Administration in 2003.

Mr. Hogg is Chair of the PSAB Study Group, Accounting in Government Budgeting and is currently engaged in providing management consulting services.

FINANCIAL STATEMENTS

Auditors' Report

To the Members of Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board

We have audited the statement of financial position of Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board as at March 31, 2004, and the statements of revenue and expenditure and cash flows for the year then ended. These financial statements are the responsibility of the Board. Our responsibility is to express an opinion on these financial statements based on our audit.

We conducted our audit in accordance with Canadian generally accepted auditing standards. Those standards require that we plan and perform an audit to obtain reasonable assurance whether the financial statements are free of material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statements. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall financial statement presentation.

In our opinion, these financial statements present fairly, in all material respects, the financial position of the Board as at March 31, 2004, and the results of its operations and its cash flows for the year then ended, in accordance with Canadian generally accepted accounting principles.

Deloitte & Touche LLP.

Chartered Accountants

April 15, 2004

EMENTS

Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board
Statement of Financial Position
as at March 31, 2004

	2004	2003
ASSETS		
Current		
Cash	$ 1,557,518	$ 750,112
Accounts receivable (Note 3)	124,512	682,377
Prepaid expenses	21,538	9,381
	1,703,568	1,441,870
Property and equipment (Note 4)	401,340	557,896
	$ 2,104,908	$ 1,999,766
LIABILITIES		
Current		
Accounts payable and accrued liabilities	$ 333,754	431,320
Payable to government (Note 5)	888,554	632,270
Deferred revenue (Note 6)	481,260	378,280
	1,703,568	1,441,870
Deferred capital grants	401,340	557,896
	$ 2,104,908	$ 1,999,766

Commitments (Note 7)

Approved by the Board

Member

Member

Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board
Statement of Revenue and Expenditure

Year Ended March 31, 2004

	2004	2003
Revenue		
Grants - Operating		
Government of Canada	$ 2,360,000	$ 2,375,000
Government of Nova Scotia	2,360,000	2,375,000
	4,720,000	4,750,000
Sable Offshore Energy Project - Cost Recovery	1,126,998	577,720
Deep Panuke Project – Cost Recovery	199,665	962,800
Industry recoveries	1,033,388	834,481
Sale of Board publications and maps	1,600	2,505
Inspection fees	30,500	41,750
Interest	21,854	21,162
Gain on sale of property and equipment	3,161	1,553
Amortization of deferred capital grants	212,945	227,755
	7,350,111	7,419,726
Less: Cost recoveries refunded to government	(2,359,713)	(2,375,000)
Deferred capital grants	(56,389)	(220,562)
Deferred revenue	(481,260)	(378,280)
Net revenue	4,452,749	4,445,884
Expenditure		
Personnel, consulting and Board members	3,113,037	2,880,537
General office and support	639,103	858,920
Office and laboratory premise costs	402,154	360,441
Amortization of equipment	212,945	227,755
Data management, Diver Certification Board and settlement (Note 10)	85,510	118,231
	4,452,749	4,445,884
Excess of revenue over expenditure	$ -	$ -

Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board
Statement of Cash Flows

Year Ended March 31, 2004

	2004	2003
Net inflow (outflow) of cash related to the following activities:		
Operating		
Items not affecting cash		
Amortization of deferred capital grants	$ (212,945)	$ (227,755)
Amortization of property and equipment	212,945	227,755
Gain on sale of property and equipment	(3,161)	(1,553)
	(3,161)	(1,553)
Changes in non-cash operating working capital items	807,406	(498,320)
	804,245	(499,873)
Investing		
Purchase of property and equipment	(56,389)	(220,562)
Deferral of capital grants	56,389	220,562
Proceeds on sale of property and equipment	3,161	1,553
	3,161	1,553
Net cash (inflow) outflow	807,406	(498,320)
Cash position, beginning of year	750,112	1,248,432
Cash position, end of year	$ 1,557,518	$ 750,112

Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board
Notes to the Financial Statements

March 31, 2004

1. PURPOSE OF ORGANIZATION

The Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board was formed to administer the relevant provisions of the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Acts enacted by the Parliament of Canada and the Legislature of Nova Scotia. The Board is funded by grants from the Federal and Provincial Governments in equal contributions. The Board collects and remits to the Governments cost recovery charges assessed against industry from regulatory reviews, up to a maximum of 50% of the Board's approved budget. The Board is a non-profit organization and is, therefore, exempt from income tax.

2. ACCOUNTING POLICIES

The financial statements have been prepared in accordance with Canadian generally accepted accounting principles and include the following significant accounting policies:

a) Property and Equipment

Property and equipment are recorded at cost, less accumulated amortization. Amortization is recorded using the straight-line method over four years for furniture and fixtures and over three years for computer equipment. Leasehold improvements are amortized over the life of the lease, which is seven years.

b) Deferred Revenue

Operating grants received from governments in excess of Board expenditures, net of other revenue, are credited to deferred revenue.

c) Deferred Capital Grants

Federal and provincial grants received for annual capital expenditures are deferred and recognized into revenue on a basis consistent with the equipment amortization charge.

d) Cash

Cash consists of cash on hand and amounts on deposit with a financial institution.

e) Management Estimates

The preparation of financial statements in conformity with Canadian generally accepted accounting principles requires management to make estimates and assumptions that affect the reported amounts of assets, liabilities and disclosures of contingent assets and liabilities at the date of the financial statements and the reported amounts of revenue and expenses during the reporting period. Actual results could differ from these estimates.

Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board
Notes to the Financial Statements

March 31, 2004

3. ACCOUNTS RECEIVABLE

	2004	2003
Harmonized Sales Tax	$ 23,710	-
Industry receivables	-	525,985
Deep Panuke Project	-	82,317
Other	100,802	74,075
	$ 124,512	$ 682,377

4. PROPERTY AND EQUIPMENT

	Cost	Accumulated Amortization	Net Book Value 2004	Net Book Value 2003
Furniture and fixtures	$ 395,583	$ 303,035	$ 92,548	$ 149,649
Computer equipment	579,866	485,983	93,883	140,090
Leasehold improvements	359,308	144,399	214,909	268,157
	$ 1,334,757	$ 933,417	$ 401,340	$ 557,896

5. PAYABLE TO GOVERNMENT

	2004	2003
Federal Government – cost recovery funds	$ 444,277	$ 322,135
Provincial Government – cost recovery funds	444,277	310,135
	$ 888,554	$ 632,270

6. DEFERRED REVENUE

	2004	2003
Federal Government	$ 240,630	$ 189,140
Provincial Government	240,630	189,140
	$ 481,260	$ 378,280

Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board
Notes to the Financial Statements

March 31, 2004

7. COMMITMENTS

The Board leases office space for approximately $130,000 per year. The lease expires in April 2008.

The Board also leases core storage premises for approximately $42,000 per year. The lease expires in March 2008.

Under a Memorandum of Understanding between the Board and the Diver Certification Board of Canada (DCBC), concerning the certification of commercial divers, the Board's remaining financial commitment is $15,000 in fiscal 2005 and $10,000 in fiscal 2006.

8. PENSION PLAN

The Board contributes to a pension plan under the Public Service Superannuation Act administered by the Province of Nova Scotia. The Board matches employees' contributions calculated as follows: 5.4% on that part of their salary that is equal to or less than the "Year's Maximum Pensionable Earnings" (YMPE) under the Canada Pension Plan and 7% on the part of their salary that is in excess of the YMPE. The Board bears no direct financial responsibility for any unfunded liability of the Plan. The Board has recognized contributions of $147,726 in 2004 (2003 - $140,604).

9. FINANCIAL INSTRUMENTS

Fair Value

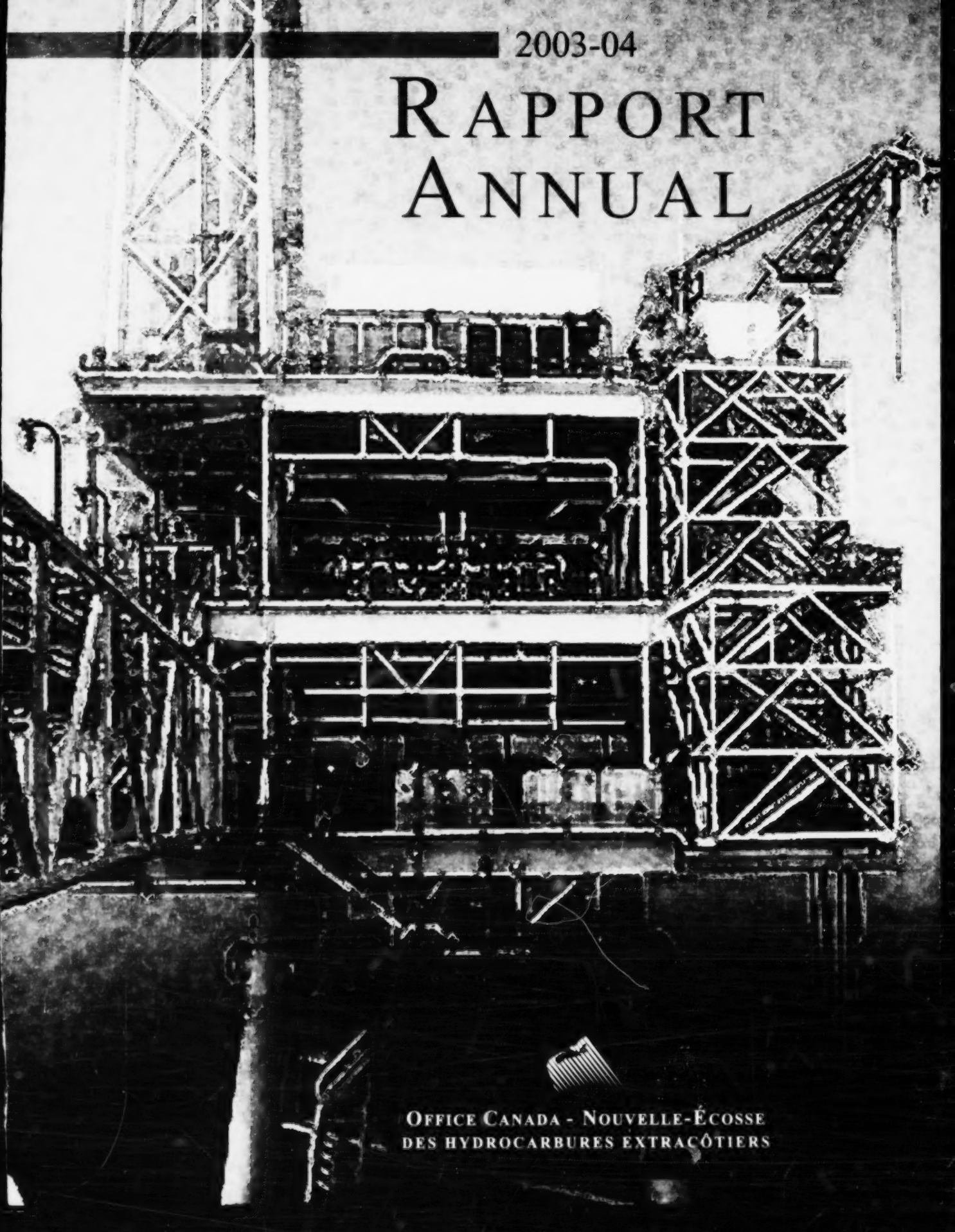
The carrying value of the financial instruments approximate their fair value given their short-term nature.

10. SETTLEMENT

On April 25, 2003, the Federal Court rejected the Board's response to a third party application which challenged the Board's refusal to disclose certain information requested under the Access to Information Act. In June 2003, CNSOPB paid $9,591 for settlement of the third party costs.

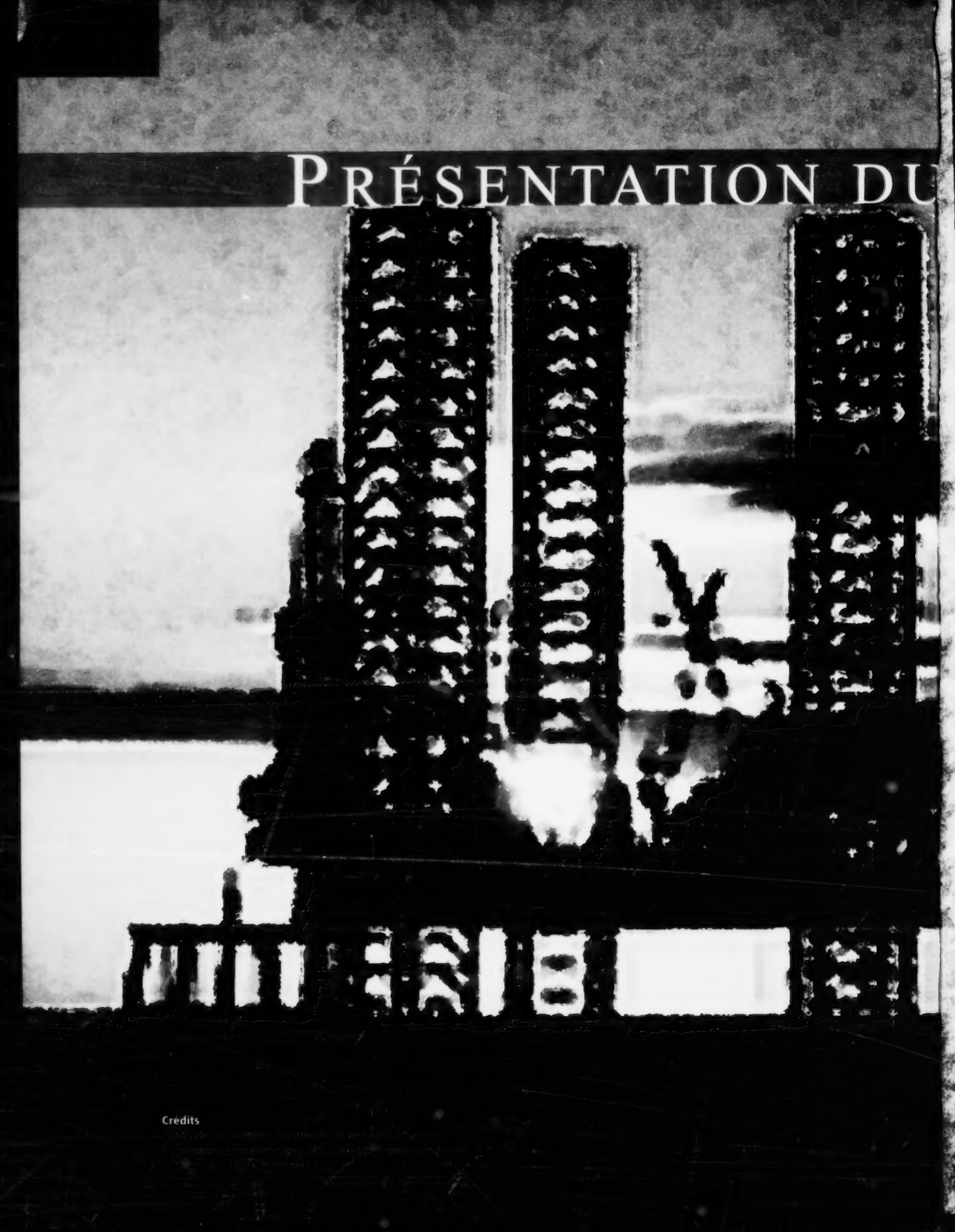
2003-04

RAPPORT ANNUAL



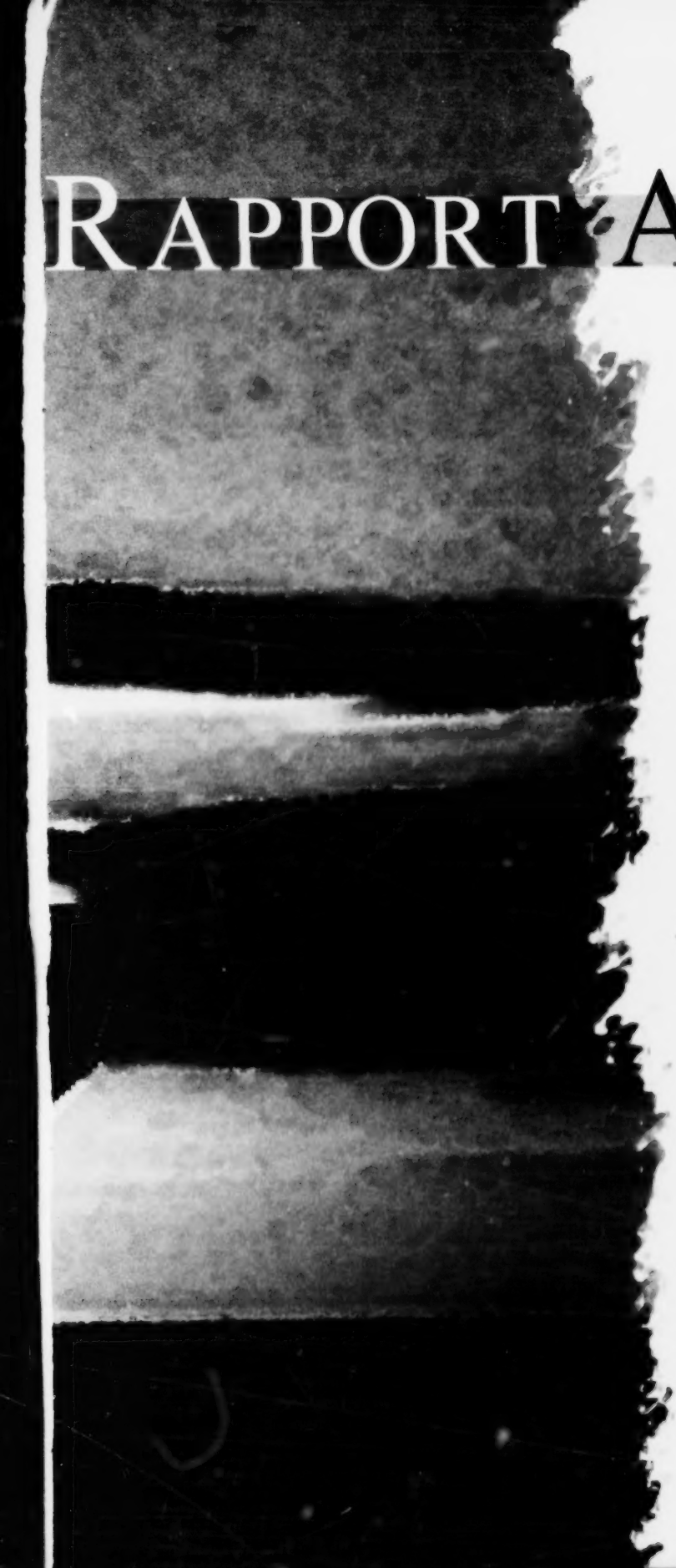
OFFICE CANADA - NOUVELLE-ÉCOSSE
DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

PRÉSENTATION DU



Crédits

RAPPORT ANNUEL



15 juin 2004

Honorable Cecil Clarke
Ministre de l'Énergie
Gouvernement de la Nouvelle-Écosse
Porte 400, Édifice Banque de Montréal
5151, rue George
Halifax (Nouvelle-Écosse)
B3J 1M5

Honorable John Efford
Ministre des Ressources naturelles
Gouvernement du Canada
580, rue Booth, 21e étage
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4

Messieurs,

Conformément aux dispositions de la loi créant l'Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, je suis heureux de vous soumettre le rapport annuel de l'Office renfermant les états financiers pour l'exercice terminé le 31 mars 2004.

Le tout, respectueusement soumis.

Glenn R. Yungblut
Président

TABLE

DES MATIÈRES

1.0 Rapport du président et du chef de la direction **4**

2.0 Projets **6**
2.1 Projet énergétique extracôtier Sable (PEES)
2.2 Deep Panuke
2.3 Projet Cohasset Phase II - Démantèlement

3.0 Droits et ressources **10**
3.2 Gestion des titres
3.2 Archives de données, laboratoires et centre de stockage des échantillons
3.3 Lignes directrices

4.0 Santé, sécurité et opérations **14**
4.1 Santé et sécurité
4.2 Sécurité en zone extracôtière
4.3 Activités extracôtières
4.4 Lignes directrices
4.5 Initiatives et Conseils

5.0 Environnement **18**
5.1 Évaluations environnementales
5.2 Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (LCEE)
5.3 Comité consultatif des pêches (CCP)
5.4 Examen public des impacts potentiels d'activés d'exploration au large du Cap-Breton
5.5 Surveillance des effets environnementaux (SEE)
5.6 Surveillance de la conformité
5.7 Initiatives régionales
5.8 Lignes directrices
5.9 Fonds pour l'étude de l'environnement
5.10 Déversements et rejets

6.0 Retombées économiques **22**
6.1 Plan de retombées économiques
6.2 Comité d'examen des retombées
6.3 Suivi et examen des plans de retombées économiques
6,3,1 Vérifications
6,3,2 Emploi
6.4 Rapports sur les retombées économiques
6.4.1 Exploration
6.4.2 Pipeline sous-marin
6.4.3 Dépenses et emploi
6.4.4 Recherche et développement

7.0 Administration **24**
7.1 Organigramme
7.2 Table ronde sur l'énergie de l'Atlantique
7.3 Notices biographiques des membres du Conseil

8.0 États financiers **30**

www.cnsopb.ns.ca

1

RAPPORT DU ET DU CHEF DE

Glenn R. Yungblut J. E. (Jim) Dickey

Nous sommes heureux de soumettre le présent rapport sur les activités de l'Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers. L'exercice écoulé a été for intéressant et très stimulant.

L'Office continue à poursuivre plusieurs initiatives destinées à améliorer la sécurité en zone extracôtière, par exemple des procédures de levage sécuritaires pour les opérations extracôtières. Cette année encore, l'Office est fier de faire rapport que le nombre de blessures subies par des travailleurs de l'industrie pétrolière en zone extracôtière est inférieur au nombre de blessures enregistrées dans d'autres secteurs. Au moment de la rédaction de ce rapport, 29 évaluations environnementales avaient été réalisées ou faisaient l'objet d'un examen en vertu des responsabilités de l'Office en matière de réglementation des questions environnementales en zone extracôtière.

Au cours de l'exercice écoulé, la production totale du projet énergétique extracôtier Sable a dépassé 20,3 milliards de mètres cubes, soit 718 milliards de pieds cubes. En novembre, l'Office a autorisé l'entrée en production du premier gisement de la phase II, le gisement Alma. Les plans portant sur l'ajout d'une plate-forme de compression progressent et en septembre 2003, l'Office a approuvé l'octroi du premier contrat important à cet égard.

En décembre 2003, l'Office a reçu une demande de modification du plan de mise en valeur actuel du projet Cohasset-Panuke. EnCana, exploitant du projet, propose d'abandonner sur place des conduits et d'autres matériaux accessoires. Comme le plan de mise en valeur approuvé stipule que toutes les installations du projet doivent être retirées, il sera nécessaire que la modification proposée au plan de mise en valeur soit approuvée avant que l'exploitant puisse procéder au démantèlement de la manière proposée. Une évaluation environnementale et un examen technique comportant des observations du public seront effectués avant que l'Office ne prenne une décision sur la modification proposée.

L'Office a été informé en décembre 2003 qu'EnCana avait décidé de ne pas présenter, pour le moment, de demande d'approbation d'un plan de mise en valeur ni de plan de retombées économiques Canada - Nouvelle-Écosse quant au projet Deep Panuke. L'Office a par conséquent mis fin à l'examen de cette demande. Le personnel de l'Office continue cependant à évaluer les données géologiques sur le gisement Deep Panuke et à y incorporer les plus récents résultats des forages.

En décembre 2003, l'Office a délivré à Corridor Resources une autorisation de procéder à un programme d'études géophysiques au large de la partie ouest du Cap-Breton. Ce programme, qui a fait l'objet de longues consultations publiques et qui est soumis à plusieurs conditions imposées par l'Office quant aux questions relatives aux pêches et à l'environnement, a offert la possibilité de faire des recherches sur les incidences des levés sismiques sur le crabe des neiges. Six autres programmes d'études géophysiques ont été autorisés au cours de l'exercice.

L'Office a autorisé le forage de cinq puits d'exploration au cours de la période visée par le présent rapport : deux puits dans la région environnante du gisement Deep Panuke, deux puits en eau profonde et un sur le plateau néo-écossais. Les données techniques obtenues grâce à ces puits sont importantes pour accroître notre connaissance du potentiel en hydrocarbures de la région extracôtière. Au moment d'aller sous presse, les données sont toujours confidentielles, conformément aux dispositions des lois de mise en œuvre de l'Accord. Pendant l'exercice écoulé, le personnel de l'Office a participé à plusieurs initiatives gouvernementales en matière de politiques, la plus remarquable étant la Table ronde sur l'énergie de l'Atlantique. Des représentants de l'Office font partie de plusieurs comités et groupes de travail mis sur pied dans le cadre de cet effort visant à favoriser la coordination des règlements.

PRÉSIDENT
LA DIRECTION

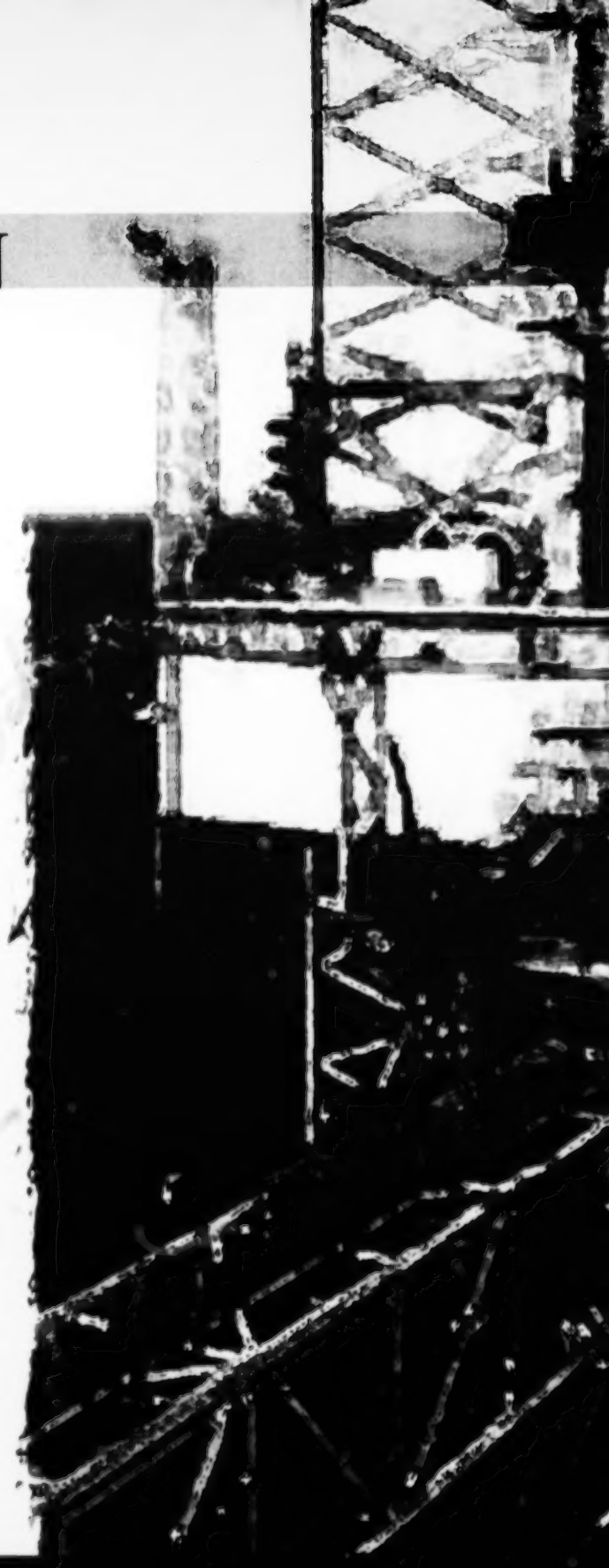
En mars 2003, prenait fin le mandat de six ans de M. John Currie à titre de membre du Conseil. Nous remercions M. Currie d'avoir fait bénéficier l'Office de son expérience professionnelle et de ses sages conseils. Son importante contribution nous manquera.

Deux nouveaux membres ont été nommés à l'Office depuis la publication du rapport précédent : William Hogg a été nommé par le gouvernement de la Nouvelle-Écosse en mars 2003, et Donald Downe a été nommé par le gouvernement du Canada en septembre 2003. Il n'y a eu aucun changement significatif au sein du personnel de l'Office au cours de l'année dernière.

Nous avons le plaisir de rapporter que l'Office a une fois de plus réussi à respecter le budget établi pour l'exercice et à suivre son plan d'entreprise. Par ailleurs, l'Office a pu recouvrer et remettre aux gouvernements fédéral et provincial 50 pour cent de son budget approuvé, conformément à ses lignes directrices sur le recouvrement des coûts. Les pages qui suivent renferment des renseignements détaillés sur les activités et les opérations de l'Office au cours de l'exercice 2003-2004. Conformément aux exigences des lois de mise en œuvre de l'Accord, le présent rapport annuel contient les états financiers de l'Office et le rapport des vérificateurs pour l'exercice terminé le 31 mars 2004.

Glenn R. Yungblut
Président du conseil

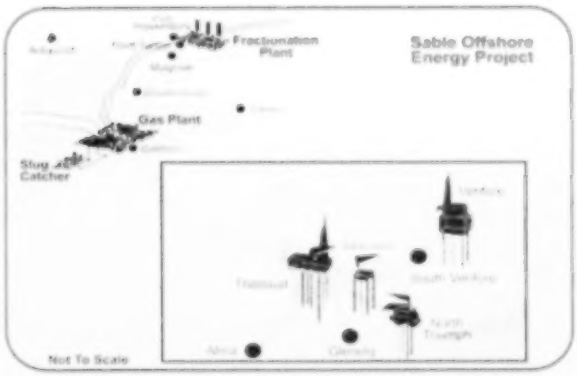
J. E. (Jim) Dickey
Chef de la direction



Au cours de l'exercice terminé, trois projets de mise en valeur des ressources pétrolières en zone extracôtière relevaient de la compétence de l'Office :

- le projet énergétique extracôtier Sable (PEES), en production depuis décembre 1999, exploité par ExxonMobil Canada Ltd.;
- le projet Deep Panuke, pour lequel une demande de plan de mise en valeur (DPMV) a été présentée en mars 2002 par EnCana Corporation; cette demande a été retirée en décembre 2003;
- le démantèlement du projet Cohasset Phase II;

Le lecteur trouvera ci-dessous un sommaire du travail que fait l'Office à titre d'organisme de réglementation dans chacun de ces projets.



2.1 Projet énergétique extracôtier Sable (PEES)

Pendant l'exercice visé par le présent rapport, l'Office a autorisé la production du premier des gisements de la phase II du PEES. La production de gaz du gisement Alma a commencé aux puits de production Alma 1 et Alma 2 en novembre 2003. L'ajout de ces deux puits a compensé un certain déclin de la production de gaz et aidé à soutenir le taux de production du projet. Pour l'exercice visé par le présent rapport, la production des gisements Venture, Thebaud, North Triumph et Alma a atteint un taux moyen de 12,8 millions de mètres cubes (454 millions de pieds cubes) par jour, comparativement à 14,4 millions de mètres cubes (509 millions de pieds cubes) par jour pendant l'exercice précédent.

La production totale de l'exercice a été de 4,7 milliards de mètres cubes (166 milliards de pieds cubes), comparativement à 5,3 milliards de mètres cubes (186 milliards de pieds cubes) pendant l'exercice précédent. Jusqu'à maintenant, la production totale du projet est de 20,3 milliards de mètres cubes (718 milliards de pieds cubes), soit 30 % de la production prévue dans le plan de mise en valeur pour les quatre gisements. À ce jour, la production des gisements s'établit à 39 pour cent, 35 pour cent, 24 pour cent et 2 pour cent respectivement pour les gisements Thebaud, Venture, North Triumph et Alma.

Jusqu'à maintenant, le taux de production du projet se situe entre le taux de base et le taux accéléré décrits dans le plan de mise en valeur. Au taux de production actuel, il est prévu que le projet aura une durée de vie d'environ 15 ans, alors que le taux de base permettrait de prévoir une durée de 26 années. Ces chiffres ne tiennent cependant pas compte de la production des autres gisements qui pourront s'ajouter à l'avenir.

L'Office continue de réglementer la mise en valeur des autres gisements de la phase II. Il s'agit notamment de l'analyse du gisement South Venture qui doit entrer en production à la fin de 2004. Le personnel de l'Office a consulté l'exploitant relativement à ses plans de commencer la compression du gisement en 2006. Le plan de mise en valeur prévoyait la compression, et elle est nécessaire parce qu'à mesure que le gisement s'épuise, la pression en tête de puits décline, ce qui entraîne une réduction de la production de gaz. La compression abaissera la pression dans les pipelines, ce qui améliorera la circulation et permettra d'allonger la période de production. Les installations de compression seront aménagées sur une nouvelle plate-forme située à proximité de la plate-forme du réseau collecteur du gisement Thebaud, et cela abaissera la pression de toutes les plates-formes.

Pendant l'exercice visé par le présent rapport, l'Office a autorisé la production du premier des gisements de la phase II du PEES.

Environnement

Dans le cadre du processus d'autorisation du plan de mise en valeur, l'exploitant du PEES doit conduire un programme de surveillance des effets environnementaux. Les résultats sont communiqués à l'Office sous forme d'un rapport annuel que le personnel de l'Office utilise pour vérifier les prévisions et les conclusions de l'évaluation environnementale du projet. En outre, des membres du personnel de l'Office procèdent sur place à des vérifications environnementales pour s'assurer de la conformité aux exigences réglementaires. Il s'agit notamment de la collecte d'échantillons des eaux usées et d'analyses chimiques indépendantes. L'Office utilise les données obtenues grâce à ces vérifications dans son programme de surveillance pour les comparer aux données soumises par l'exploitant.

Activités

L'Office a reçu et approuvé des demandes pour l'installation des équipements de production de la phase II pour le gisement Alma. Le treillis a été installé en avril, et les hauts de plates-formes, en septembre. Le pipeline Alma, installé au cours de l'été de 2002, a été raccordé aux plates-formes Thebaud et Alma, et cette opération a été suivie par la mise en service et le démarrage de la plate-forme Alma.

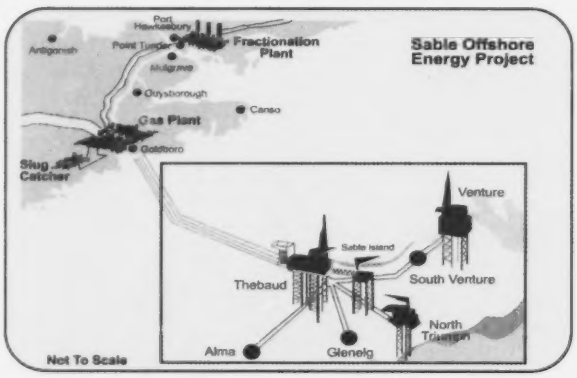
En septembre 2003, l'exploitant a demandé à l'Office l'autorisation de cesser la production au puits Venture 5, autorisation qui lui a été accordée. Il y a actuellement 14 puits en production pour les gisements des phases I et II. Il y a cinq puits en production au gisement Venture, cinq au gisement Thebaud, deux au gisement North Triumph et deux au gisement Alma.

L'autorisation d'exécution des travaux de production du PEES a été modifiée en novembre 2003 pour y inclure le gisement Alma. Avant de permettre la modification de l'autorisation, l'Office a examiné le plan de l'exploitant faisant état des mesures pour l'exploitation et la maintenance sécuritaires des installations au gisement Alma ainsi que les plans d'urgence en cas d'accidents.

Au cours de l'exercice terminé, trois projets de mise en valeur des ressources pétrolières en zone extracôtière relevaient de la compétence de l'Office :

- le projet énergétique extracôtier Sable (PEES), en production depuis décembre 1999, exploité par ExxonMobil Canada Ltd.;
- le projet Deep Panuke, pour lequel une demande de plan de mise en valeur (DPMV) a été présentée en mars 2002 par EnCana Corporation; cette demande a été retirée en décembre 2003;
- le démantèlement du projet Cohasset Phase II;

Le lecteur trouvera ci-dessous un sommaire du travail que fait l'Office à titre d'organisme de réglementation dans chacun de ces projets.



2.1 Projet énergétique extracôtier Sable (PEES)

Pendant l'exercice visé par le présent rapport, l'Office a autorisé la production du premier des gisements de la phase II du PEES. La production de gaz du gisement Alma a commencé aux puits de production Alma 1 et Alma 2 en novembre 2003. L'ajout de ces deux puits a compensé un certain déclin de la production de gaz et aidé à soutenir le taux de production du projet. Pour l'exercice visé par le présent rapport, la production des gisements Venture, Thebaud, North Triumph et Alma a atteint un taux moyen de 12,8 millions de mètres cubes (454 millions de pieds cubes) par jour, comparativement à 14,4 millions de mètres cubes (509 millions de pieds cubes) par jour pendant l'exercice précédent.

La production totale de l'exercice a été de 4,7 milliards de mètres cubes (166 milliards de pieds cubes), comparativement à 5,3 milliards de mètres cubes (186 milliards de pieds cubes) pendant l'exercice précédent. Jusqu'à maintenant, la production totale du projet est de 20,3 milliards de mètres cubes (718 milliards de pieds cubes), soit 30 % de la production prévue dans le plan de mise en valeur pour les quatre gisements. À ce jour, la production des gisements s'établit à 39 pour cent, 35 pour cent, 24 pour cent et 2 pour cent respectivement pour les gisements Thebaud, Venture, North Triumph et Alma.

Jusqu'à maintenant, le taux de production du projet se situe entre le taux de base et le taux accéléré décrits dans le plan de mise en valeur. Au taux de production actuel, il est prévu que le projet aura une durée de vie d'environ 15 ans, alors que le taux de base permettrait de prévoir une durée de 26 années. Ces chiffres ne tiennent cependant pas compte de la production des autres gisements qui pourront s'ajouter à l'avenir.

L'Office continue de réglementer la mise en valeur des autres gisements de la phase II. Il s'agit notamment de l'analyse du gisement South Venture qui doit entrer en production à la fin de 2004. Le personnel de l'Office a consulté l'exploitant relativement à ses plans de commencer la compression du gisement en 2006. Le plan de mise en valeur prévoyait la compression, et elle est nécessaire parce qu'à mesure que le gisement s'épuise, la pression en tête de puits décline, ce qui entraîne une réduction de la production de gaz. La compression abaissera la pression dans les pipelines, ce qui améliorera la circulation et permettra d'allonger la période de production. Les installations de compression seront aménagées sur une nouvelle plate-forme située à proximité de la plate-forme du réseau collecteur du gisement Thebaud, et cela abaissera la pression de toutes les plates-formes.

Pendant l'exercice visé par le présent rapport, l'Office a autorisé la production du premier des gisements de la phase II du PEES.

Environnement

Dans le cadre du processus d'autorisation du plan de mise en valeur, l'exploitant du PEES doit conduire un programme de surveillance des effets environnementaux. Les résultats sont communiqués à l'Office sous forme d'un rapport annuel que le personnel de l'Office utilise pour vérifier les prévisions et les conclusions de l'évaluation environnementale du projet. En outre, des membres du personnel de l'Office procèdent sur place à des vérifications environnementales pour s'assurer de la conformité aux exigences réglementaires. Il s'agit notamment de la collecte d'échantillons des eaux usées et d'analyses chimiques indépendantes. L'Office utilise les données obtenues grâce à ces vérifications dans son programme de surveillance pour les comparer aux données soumises par l'exploitant.

Activités

L'Office a reçu et approuvé des demandes pour l'installation des équipements de production de la phase II pour le gisement Alma. Le treillis a été installé en avril, et les hauts de plates-formes, en septembre. Le pipeline Alma, installé au cours de l'été de 2002, a été raccordé aux plates-formes Thebaud et Alma, et cette opération a été suivie par la mise en service et le démarrage de la plate-forme Alma.

En septembre 2003, l'exploitant a demandé à l'Office l'autorisation de cesser la production au puits Venture 5, autorisation qui lui a été accordée. Il y a actuellement 14 puits en production pour les gisements des phases I et II. Il y a cinq puits en production au gisement Venture, cinq au gisement Thebaud, deux au gisement North Triumph et deux au gisement Alma.

L'autorisation d'exécution des travaux de production du PEES a été modifiée en novembre 2003 pour y inclure le gisement Alma. Avant de permettre la modification de l'autorisation, l'Office a examiné le plan de l'exploitant faisant état des mesures pour l'exploitation et la maintenance sécuritaires des installations au gisement Alma ainsi que les plans d'urgence en cas d'accidents.

ETS

Par la suite, l'autorisation d'exécution des travaux de production a été renouvelée en février 2004 pour une période de 24 mois. Entre temps, l'exploitant a également soumis à l'Office des pratiques de travail sécuritaires et un plan d'action révisé en cas d'urgence pour toutes les installations de production du PEES. À la fin de l'exercice, l'Office étudiait cette documentation avant de prendre une décision.

Santé et sécurité

L'Office continue de suivre les opérations du PEES pour s'assurer du respect des exigences stipulées dans l'autorisation d'exécution des travaux de production, laquelle renvoie notamment aux règlements applicables et aux exigences en matière de santé et sécurité au travail. Les problèmes décelés par l'Office sont signalés à l'exploitant et à l'autorité certificatrice et un suivi est fait dans les cas appropriés. Au cours de l'exercice écoulé, de grands efforts ont été consacrés à la sécurité des grues. L'autorité certificatrice a entrepris un programme de recertification des grues, ce qui a eu comme résultat diverses mises à niveau et d'autres travaux d'appoint. Des représentants de l'Office ont assisté à des essais de charge effectués sur les plates-formes Thebaud et North Triumph dans le cadre de ce programme de recertification. L'Office a en outre travaillé en étroite collaboration avec l'autorité certificatrice et l'exploitant pour examiner les résultats des études courantes de l'intégrité des pipelines et déterminer les travaux correctifs requis.

Gestion des ressources

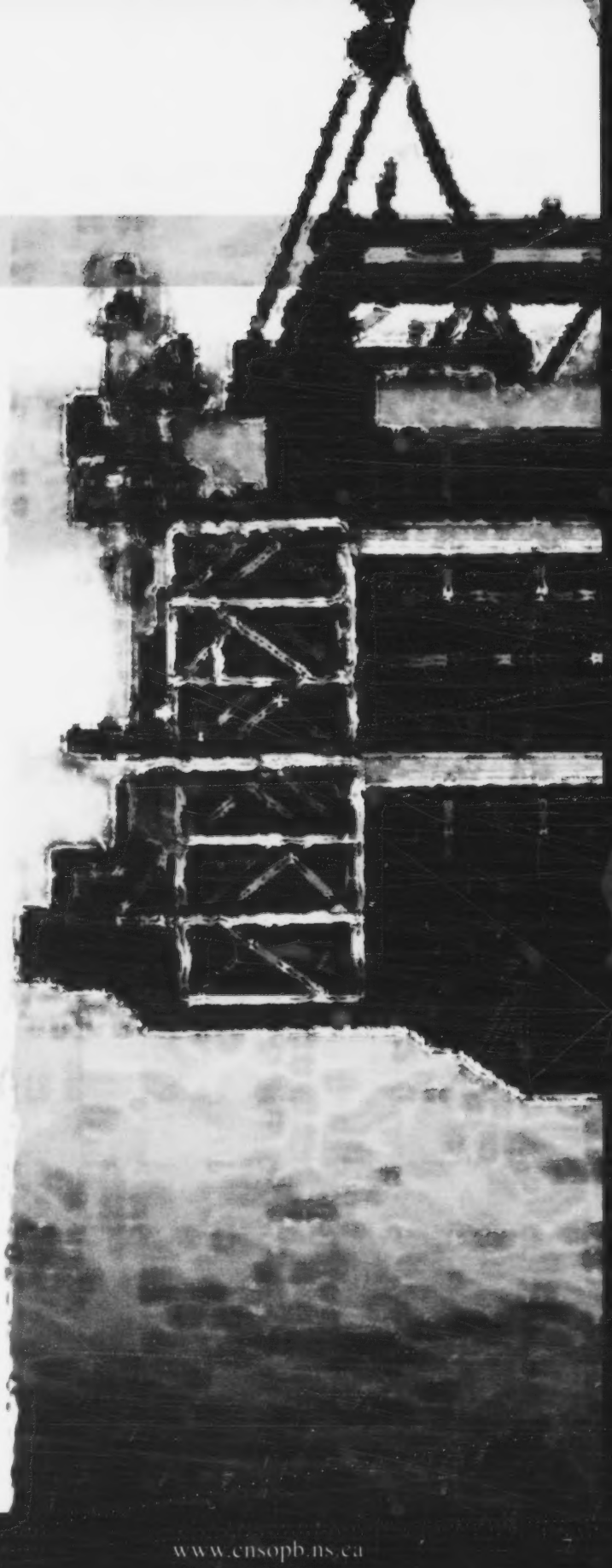
L'Office surveille les activités de développement pour assurer la conservation maximale des ressources et la conformité aux règlements. Il s'agit de la surveillance de la production et du rendement des réservoirs, de communications régulières avec l'exploitant et de l'examen de toutes les demandes d'autorisation d'activités du point de vue de la conservation de la ressource. Des études techniques ont été faites, au besoin, pour obtenir une validation indépendante des propositions et des activités.

Tous les déchets liquides provenant des puits de production ont été mesurés et contrôlés avec la précision nécessaire et répartis dans des réservoirs individuels. Le système de mesure et d'attribution est complexe, et des vérifications sont faites de temps à autre quant à divers aspects pour s'assurer que le PEES respecte les degrés d'exactitude nécessaires pour la gestion adéquate des gisements.

Estimation des réserves et de la ressource

Les estimations originales des réserves des six gisements du projet énergétique extracôtier Sable ont été documentées dans la demande de plan de mise en valeur de juin 1996 comme étant d'environ 129,3 milliards de mètres cubes (4,6 billions de pieds cubes), avec une fourchette de 57,1 à 217 milliards de mètres cubes (2,9 à 7,7 billions de pieds cubes). Les prévisions quant aux quantités de gaz récupérables étaient alors de 84,3 milliards de mètres cubes (3 billions de pieds cubes), avec une fourchette 32,3 à de 145,1 milliards de mètres cubes (1,1 à 5,1 billions de pieds cubes).

En janvier 2004, Shell Canada Ltd., l'un des partenaires du projet, a annoncé à la suite d'analyses techniques récentes, qu'elle avait réduit son estimation du gaz récupérable à 38,9 milliards de mètres cubes (1,4 billions de pieds cubes) comparativement à 63,3 milliards de mètres cubes (2,2 billions de pieds cubes) l'année dernière et à 100 milliards de mètres cubes (3,5 billions de pieds cubes) au début du projet. Chacun des partenaires établira ses propres estimations du volume de gaz. et on s'attend à ce que les estimations fluctuent tout au long de la vie du projet à mesure que des renseignements additionnels deviendront disponibles. L'Office discute de ces estimations avec l'exploitant et utilise ces renseignements pour faire ses propres analyses du plan de gestion de la ressource soumis par l'exploitant.



Redevances

Pendant l'exercice, l'Office a reçu, au nom des gouvernements, des redevances au montant de 24 108 139,84 $ pour la production réalisée par ExxonMobil Canada Ltd. en vertu des permis 2903 (Venture), 2904 et 2905 (Thebaud), 2906 (North Triumph et 2907 (Alma). Ces sommes ont été transmises au Receveur général du Canada, conformément à la Royalty Collection and Administration Agreement (entente sur la perception et la gestion des redevances) signée par l'Office, le gouvernement fédéral et la Nouvelle-Écosse.

Retombées économiques

Plate-forme de compression du PEES

En août 2003, ExxonMobil Canada Ltd. a donné un avis officiel à l'Office de la conclusion d'un marché important pour les travaux de génie, l'approvisionnement, la construction et l'installation de la plate-forme et de l'équipement de compression du PEES. La portée des travaux visés par le marché à forfait comprend les travaux de génie, d'approvisionnement, de construction, de transport, d'installation, de raccordement et de mise en service de la plate-forme et de l'équipement de compression du PEES.

Le contrat a été octroyé à Saipem – Daewoo. L'octroi du contrat a été examiné par l'Office pour s'assurer qu'il était conforme à la loi et au rapport sur le plan de retombées économiques. La surveillance s'est poursuivie alors que Saipem a ouvert un bureau à Halifax et établi l'équipe de gestion du projet dans la ville. L'examen effectué par l'Office a révélé que certains des travaux prévus au contrat peuvent être faits dans la province - notamment la conception des treillis et des piles, le transport et l'installation au large des côtes, les services de soutien des opérations, le raccordement et la mise en service. L'Office continue de surveiller l'exécution de ce contrat.

Plate-forme South Venture

Pendant l'exercice, les travaux se sont poursuivis sur les hauts de plates-formes South Venture aux chantiers Irving Shipbuilding de Halifax. L'Office a fait le suivi des achats de matériaux et examiné toutes les listes de soumissionnaires et tous les contrats octroyés pour les marchés de plus de 250 000 $. Les hauts de plates-formes devraient être prêts plus tard en 2004, et il est prévu que leur raccordement et leur mise en service au site du gisement South Venture se feront vers la fin de l'année.

Rapport sur les retombées économiques

L'une des conditions imposées à l'exploitant du PEES dans le Rapport décisionnel sur le plan d'exploitation exige qu'il soumette à l'Office un rapport annuel sur les retombées économiques. Le rapport de fin d'année 2003 sur les retombées économiques montre que plus de 1,3 milliards de dollars, ou 36 pour cent, ont été dépensés en Nouvelle-Écosse, et une somme de 648 millions de dollars dans le reste du Canada, soit un contenu canadien de 53,8 pour cent. Ces chiffres sont établis conformément à la méthode de calcul des retombées économiques établie par l'Office des normes générales du Canada. Les tableaux suivants donnent plus de détails sur les dépenses et l'emploi pour le projet énergétique extracôtier Sable au cours de l'exercice visé par le présent rapport et depuis le début du projet.

Tableau 1 – Dépenses du projet énergétique extracôtier Sable

Dépenses totales du PEES (en millions de dollars) au 31 décembre 2003			
Nouvelle-Écosse	Ailleurs au Canada	À l'étranger	Total
1351,7	648,4	1729,4	3729,5
36,2%	17,4%	46,4%	100%

Tableau 2 – Emploi au PEES

Heures-personnes du PEES (en millions) cumulées au 31 décembre 2003			
Nouvelle-Écosse	Ailleurs au Canada	À l'étranger	Total
12,67	2,50	6,83	22,0
57,6%	11,4%	31,0%	100%

Tableau 3 – Dépenses du projet énergétique extracôtier Sable 2003

Dépenses du PEES (en millions de dollars) en 2003			
Nouvelle-Écosse	Ailleurs au Canada	À l'étranger	Total
209,6	102,1	232,3	544,0
38,5%	18,8%	42,7%	100%

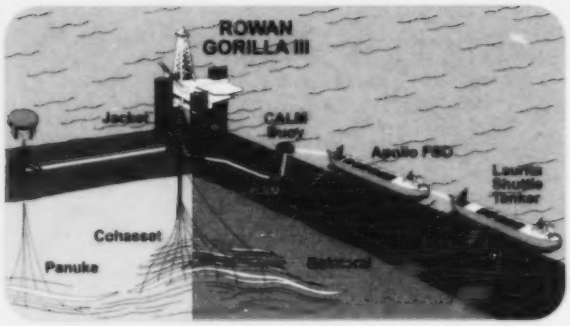
Tableau 4 – Emploi au PEES 2003

Heures-personnes du PEES (en millions) en 2003			
Nouvelle-Écosse	Ailleurs au Canada	À l'étranger	Total
1,94	0,31	0,79	3,04
63,8%	10,2%	26,0%	100%

Des 1269 personnes travaillant au projet énergétique extracôtier Sable le 31 décembre 2003, 1088 (85,7 %) travaillaient en Nouvelle-Écosse.

2.2 Deep Panuke

En février 2003, EnCana a demandé l'interruption temporaire du processus de réglementation afin de procéder à un examen poussé de son projet de production de gaz naturel au gisement Deep Panuke. Le 3 décembre 2003, EnCana a retiré sa demande originale de plan de mise en œuvre ainsi que son plan de retombées économiques Canada - Nouvelle-Écosse, et elle a ensuite entrepris des travaux pour un nouveau plan concernant la mise en valeur potentielle du gisement Deep Panuke. L'Office a poursuivi ses efforts pour mettre en place des processus d'examen plus efficaces et plus favorables à la collaboration, en prévision d'une nouvelle demande.



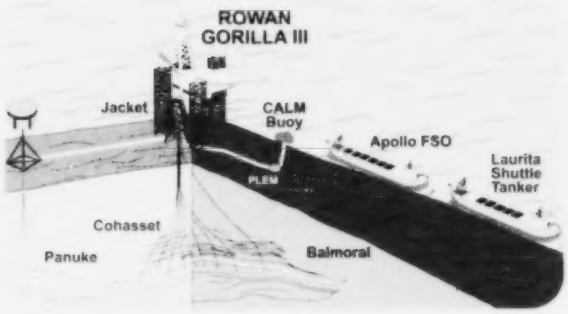
2.3 Projet Cohasset Phase II – Démantèlement

Le projet Cohasset – Panuke est le premier projet pétrolier extracôtier au Canada, et il a été en exploitation de 1992 à 1999. Pendant sa durée de vie, il a produit 44,5 millions de barils (7,1 millions de mètres cubes) d'huile légère. L'Office a approuvé le début du démantèlement en 2000, soit le retrait de la bouée d'amarrage à chaîne caténaire, le repli et le retrait de tous les composants mobiles ainsi que la dépressurisation et la mise hors tension de toutes les plates-formes et de toutes les installations sous-marines. L'Office a autorisé l'exploitant à suspendre les travaux de démantèlement pour permettre de déterminer si les treillis et les hauts de plates-formes pouvaient être utilisés pour le projet Deep Panuke. En janvier 2002, EnCana a déterminé qu'elle ne pouvait pas utiliser les installations existantes, et l'Office lui a demandé de préparer un plan de démantèlement. D'autres travaux de démantèlement ont été faits pendant l'été de 2003, après que l'Office eut autorisé l'exploitant à abandonner 14 puits de production.

Le rapport décisionnel sur le plan d'exploitation du projet Cohasset – Panuke exige le retrait complet de tous les matériaux artificiels, y compris les lignes de flux installées entre les divers éléments. En décembre 2003, l'exploitant s'est adressé à l'Office pour demander une modification au plan afin de laisser sur place les lignes de flux et les matériaux connexes. Dans le cadre de son examen de la demande, l'Office demandera des observations publiques écrites sur la modification proposée.

De plus, l'évaluation environnementale (ÉE) demandée par l'Office sera analysée conformément au processus d'examen préalable prévu dans la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (LCEE). La description du projet a été déposée et affichée dans le registre public du site Web de l'OCNEHE en février 2004. Sur réception, l'évaluation environnementale sera examinée par le personnel de l'Office et par d'autres ministères spécialisés. Le document sera également affiché sur le site Web de l'Office pour une période de consultations publiques de 45 jours.

L'Office prendra une décision relativement à la demande après avoir pris en considération l'évaluation environnementale, les observations du public et la documentation technique. Que l'Office approuve ou non la modification au plan de mise en valeur, l'exploitant devra demander une autorisation de travail pour procéder à chaque étape du démantèlement. Les travaux de démantèlement sont assujettis au Rapport décisionnel sur le plan d'exploitation du projet Cohasset - Panuke et au Rapport décisionnel sur le plan de retombées économiques Canada – Nouvelle-Écosse; ces rapports ont été délivrés en 1990 et révisés en 1992.



2.3 Projet Cohasset Phase II – Démantèlement

Le projet Cohasset – Panuke est le premier projet pétrolier extracôtier au Canada, et il a été en exploitation de 1992 à 1999. Pendant sa durée de vie, il a produit 44,5 millions de barils (7,1 millions de mètres cubes) d'huile légère. L'Office a approuvé le début du démantèlement en 2000, soit le retrait de la bouée d'amarrage à chaîne caténaire, le repli et le retrait de tous les composants mobiles ainsi que la dépressurisation et la mise hors tension de toutes les plates-formes et de toutes les installations sous-marines. L'Office a autorisé l'exploitant à suspendre les travaux de démantèlement pour permettre de déterminer si les treillis et les hauts de plates-formes pouvaient être utilisés pour le projet Deep Panuke. En janvier 2002, EnCana a déterminé qu'elle ne pouvait pas utiliser les installations existantes, et l'Office lui a demandé de préparer un plan de démantèlement. D'autres travaux de démantèlement ont été faits pendant l'été de 2003, après que l'Office eut autorisé l'exploitant à abandonner 14 puits de production.

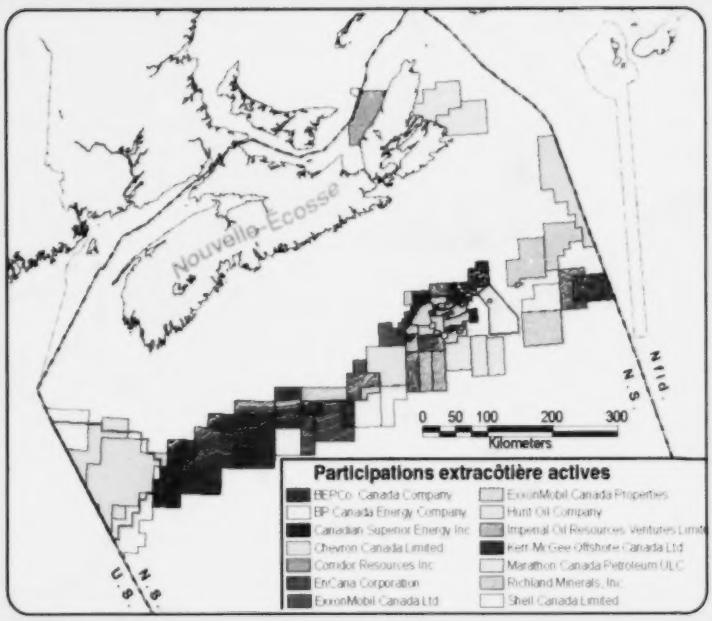
Le rapport décisionnel sur le plan d'exploitation du projet Cohasset – Panuke exige le retrait complet de tous les matériaux artificiels, y compris les lignes de flux installées entre les divers éléments. En décembre 2003, l'exploitant s'est adressé à l'Office pour demander une modification au plan afin de laisser sur place les lignes de flux et les matériaux connexes. Dans le cadre de son examen de la demande, l'Office demandera des observations publiques écrites sur la modification proposée.

De plus, l'évaluation environnementale (ÉE) demandée par l'Office sera analysée conformément au processus d'examen préalable prévu dans la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (LCEE). La description du projet a été déposée et affichée dans le registre public du site Web de l'OCNEHE en février 2004. Sur réception, l'évaluation environnementale sera examinée par le personnel de l'Office et par d'autres ministères spécialisés. Le document sera également affiché sur le site Web de l'Office pour une période de consultations publiques de 45 jours.

L'Office prendra une décision relativement à la demande après avoir pris en considération l'évaluation environnementale, les observations du public et la documentation technique. Que l'Office approuve ou non la modification au plan de mise en valeur, l'exploitant devra demander une autorisation de travail pour procéder à chaque étape du démantèlement. Les travaux de démantèlement sont assujettis au Rapport décisionnel sur le plan d'exploitation du projet Cohasset - Panuke et au Rapport décisionnel sur le plan de retombées économiques Canada – Nouvelle-Écosse; ces rapports ont été délivrés en 1990 et révisés en 1992.

3 DROITS ET

3.1 Gestion des titres



Appel d'offres

Au cours de l'exercice visé par le rapport, l'Office a lancé un appel d'offres qui a eu comme résultat la délivrance de deux nouveaux permis d'exploration.

En tout temps au cours de l'année, l'industrie peut désigner des parcelles en zone extracôtière en vue de leur inclusion éventuelle dans un futur appel d'offres. L'Office examine ces désignations les 31 mars et 30 septembre pour déterminer si certaines de ces parcelles seront visées par un futur appel d'offres. Toutefois, l'Office n'accepte aucune désignation pour deux zones situées au large de la Nouvelle-Écosse : la zone du banc Georges visée par un moratoire et la zone de protection marine du Gully de l'île de Sable.

L'Office a terminé l'examen des désignations reçues jusqu'au 31 mars 2003 et décidé de lancer l'appel d'offres NS03-1 le 4 juin 2003; l'appel d'offres visait quatre parcelles représentant une superficie totale d'environ 250 524 hectares. Les soumissions pour chaque parcelle reposent uniquement sur les dépenses d'exploration projetées pour les cinq premières années du permis, déterminées en fonction d'un échéancier bien défini de dépenses autorisées. Pour qu'une soumission soit prise en considération, le montant des dépenses prévues doit être d'au moins un million de dollars. Pendant la période où l'appel d'offres est ouvert, le public est invité à soumettre des commentaires écrit à l'Office.

Les résultats de l'appel d'offres NS03-1 ont été annoncés le 12 novembre 2003. Des soumissions ont été retenues pour deux parcelles, la première au montant de 12,8 millions de dollars, la seconde de 1,2 million de dollars. Les permis d'exploration 2415 à 2416 ont été délivrés, avec le 1er janvier 2004 comme date d'entrée en vigueur. Par ailleurs, l'Office a décidé de ne pas lancer l'appel d'offres NS03-2.

Permis d'exploration

L'Office délivre des permis d'exploration (PE) pour une période de neuf années. Cependant, le titulaire du titre doit entreprendre le forage d'un puits au cours des cinq premières années (période 1) pour que son permis soit prorogé pour les quatre dernières années (période 2). La première période de cinq ans peut être prolongée d'une année si le titulaire du titre verse un dépôt de forage.

Deux permis existants sont entrés dans la période 2 de leur durée au cours de l'exercice terminé : le PE2359 a été validé par le forage du puits Newburn H-23, et le PE2360, par le forage du puits Musquodoboit E-23. L'Office a prolongé d'un an la période 1 du PE2361, le titulaire du titre ayant versé un dépôt de forage de 250 000 $. La période 1 de ce permis expirera donc le 30 juin 2004. Si un puits est foré avant cette date, le permis sera validé pour la période 2, mais la date d'expiration initiale de cette dernière ne sera pas reportée.

Lorsque l'Office délivre un permis d'exploration, le titulaire du titre doit déposer un cautionnement représentant de 25 pour cent du montant des dépenses mentionné dans sa soumission. Ce cautionnement peut être remboursé à hauteur des dépenses admissibles approuvées par l'Office et encourues par le titulaire du titre pour ses activités d'exploration. Les dépenses autorisées sont décrites dans chaque permis et prévoient des services et des montants précis qui peuvent être utilisés dans les demandes présentées à l'Office à cet égard.

Trois permis d'exploration ont expiré pendant l'exercice écoulé. La période 1 du PE2362 s'est terminée le 30 juin 2003, et la période 1 des permis 2366 et 2367, le 31 décembre 2003. Aucun puits de validation n'a été foré en vertu de ces permis, et les terres sont retournées à la Couronne. Un dédommagement au montant de 430 000 $ a été versé pour le PE2362 et un autre de 814 000 $ a été versé pour le PE2366. Ces sommes ont été transférées au compte du Receveur général du Canada. Aucun dédommagement n'a été versé pour le PE2367 étant donné les dépenses autorisées qui avaient été approuvées par l'Office.

La fin de la période 1 approche pour un grand nombre de permis d'exploration accordés pour la zone au large de la Nouvelle-Écosse, et l'Office a enregistré une augmentation du nombre de demandes relatives aux dépenses autorisées par les titulaires des titres. L'Office examine chaque demande pour déterminer si les dépenses sont admissibles en vertu des modalités de délivrance de chaque permis. Au cours de l'exercice visé par ce rapport, l'Office a examiné et approuvé des dépenses autorisées s'élevant à plus de 235 millions de dollars.

Conformément aux modalités du permis d'exploration, les loyers doivent être payés d'avance, chaque année, au taux de 2,50 $ par hectare pour chaque année de la période 2. Quatre des 56 permis en vigueur sont entrés dans la période 2. Les loyers peuvent être remboursés par l'Office si le titulaire du titre soumet une demande relative aux dépenses autorisées admissibles. L'Office peut annuler un permis d'exploration si le loyer n'est pas payé. Au cours de l'exercice visé, le total des loyers perçus et déposés au compte du receveur général du Canada s'est élevé à 185 515 $.

L'Office a levé le Décret d'interdiction sur les permis d'exploration 2364, 2365 et 2368 le 27 novembre 2003. Le décret a été en vigueur pendant deux ans et cinquante semaines. Par conséquent, la période 1 expirera le 14 juin 2006 pour les permis 2364 et 2365, et le 15 juin 2007 pour le PE2368.

Le tableau ci-dessous est une liste des permis d'exploration actifs à la fin de l'exercice. Ces permis englobent une superficie totale de 7 366 442 hectares.

RESSOURCES

Tableau 5 - Permis d'exploration actifs

N° du PE	Date d'entrée en vigueur	Représentant	Engagement
2356	1er-jan-96	ExxonMobil Canada Properties	86 388 659 $
2357	1er-juil-97	EnCana Corporation	2 313 288 $
2359	1er-juil-98	Chevron Canada Limited	66 667 000 $
2360	1er-juil-98	EnCana Corporation	8 291 888 $
2361	1er-juil-98	ExxonMobil Canada Properties	9 563 150 $
2364	1er-juil-98	Hunt Oil Company	2 165 000 $
2365	1er-juil-98	Hunt Oil Company	2 165 000 $
2368	1er-juil-99	Corridor Resources Inc.	1 052 520 $
2369	1er-juil-99	ExxonMobil Canada Properties	70 056 110 $
2370	1er-juil-99	ExxonMobil Canada Properties	10 013 375 $
2371	1er-juil-99	ExxonMobil Canada Properties	47 030 057 $
2372	1er-juil-99	ExxonMobil Canada Properties	55 015 185 $
2373	1er-juil-99	ExxonMobil Canada Properties	7 837 266 $
2374	1er-juil-99	ExxonMobil Canada Properties	2 005 322 $
2375	1er-juil-99	Richland Minerals, Inc.	1 210 951 $
2376	1er-juil-99	EnCana Corporation	71 623 566 $
2377	1er-juil-99	Marathon Canada Limited	93 256 756 $
2378	1er-juil-99	Imperial Oil Resources Ventures Limited	71 134 815 $
2379	1er-juil-99	Imperial Oil Resources Ventures Limited	28 865 184 $
2380	1er-juil-99	EnCana Corporation	1 239 895 $
2381	1er-juil-99	Shell Canada Limited	23 303 666 $
2382	1er-juil-99	Shell Canada Limited	68 555 664 $
2383	1er-juil-99	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	5 100 000 $
2384	1er-juil-99	EnCana Corporation	8 157 735 $
2385	1er-juil-99	Shell Canada Limited	2 119 679 $
2386	1er-juil-99	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	24 888 888 $
2387	1er-jan-00	EnCana Corporation	4 856 746 $
2388	1er-jan-00	Richland Minerals, Inc.	2 225 600 $
2389	1er-jan-00	EnCana Corporation	15 389 712 $
2390	1er-jan-00	EnCana Corporation	8 347 986 $
2391	1er-jan-00	Richland Minerals, Inc.	1 620 600 $
2392	1er-jan-00	Richland Minerals, Inc.	1 620 600 $
2393	1er-jan-00	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	1 500 000 $
2394	1er-jan-00	EnCana Corporation	1 331 919 $
2395	1er-jan-00	EnCana Corporation	13 279 856 $
2396	1er-jan-00	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	6 100 000 $
2397	1er-jan-00	EnCana Corporation	4 911 865 $
2398	1er-jan-01	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	27 203 000 $
2399	1er-jan-01	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	20 639 000 $
2400	1er-jan-01	Richland Minerals, Inc.	2 110 000 $
2401	1er-jan-01	Canadian Superior Energy Inc.	5 125 800 $
2402	1er-jan-01	Canadian Superior Energy Inc.	22 575 000 $
2403	1er-jan-01	BP Canada Energy Company	97 776 000 $
2404	1er-jan-01	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	13 120 000 $
2405	1er-jan-01	Richland Minerals, Inc.	3 210 000 $
2406	1er-jan-02	Canadian Superior Energy Inc.	41 250 000 $
2407	1er-jan-02	BEPCo. Canada Company	6 742 000 $
2408	1er-jan-02	EnCana Corporation	10 515 951 $
2409	1er-jan-02	Canadian Superior Energy Inc.	15 510 000 $
2410	1er-jan-02	Marathon Canada Limited	176 694 282 $
2411	1er-jan-02	Marathon Canada Limited	193 621 590 $
2412	1er-jan-02	Richland Minerals, Inc.	4 283 650 $
2413	1er-jan-02	Richland Minerals, Inc.	2 713 650 $
2414	1er-jan-02	EnCana Corporation	75 856 789 $
2415	1er-jan-04	Canadian Superior Energy Inc.	12 857 000 $
2416	1er-jan-04	Canadian Superior Energy Inc.	1 250 000 $
		TOTAL	**1 564 259 217 $**

Permis de découvertes importantes

Une attestation de découverte importante est une participation intermédiaire visant à préserver les droits de l'explorateur pendant la période qui va de la première découverte à la production éventuelle. Une attestation de découverte importante a une durée indéfinie. Il y a actuellement 33 attestations de découverte importante au large de la Nouvelle-Écosse, représentant une superficie de 87 109 hectares. Aucune nouvelle attestation n'a été émise pendant la période visée par le présent rapport.

Permis de production

Il y a actuellement six permis de production en vigueur pour des zones au large de la Nouvelle-Écosse, et ils couvrent une superficie totale de 29 777 hectares. Un permis de production est délivré à l'égard de toute portion de la zone extracôtière faisant l'objet d'une découverte exploitable. La durée d'un permis de production est de 25 ans, mais cette durée peut être prolongée si l'exploitation du gisement se poursuit ou s'il est vraisemblable qu'elle reprenne. L'Office a délivré un nouveau permis de production pendant l'exercice écoulé. Le 31 octobre 2003, le permis de production 2907 a été délivré pour le gisement Alma, quatrième des gisements gaziers du projet énergétique extracôtier Sable. Également au cours de la période, Sable Offshore Energy Inc. a transféré la totalité de ses intérêts dans les quatre permis de production. ExxonMobil Canada Ltd. est désormais le titulaire des intérêts des cinq permis de production du projet Sable, soit les permis 2903 à 2907. Les deux autres permis de production, 2901 et 2902, ont été délivrés pour le projet extracôtier Cohasset-Panuke qui a cessé sa production en 1999.

Registre public des titres et participations

Comme le stipulent les lois de mise en œuvre de l'Accord, l'Office tient un registre public de toutes les participations inscrites en zone extracôtière et de tous les documents. C'est le registre officiel de l'Office en ce qui a trait aux titulaires de titres, et certains renseignements contenus dans le registre sont affichés sur le site Web de l'Office pour en faciliter l'accès.

Permis de prospection

Il existe deux blocs de permis de prospection dé livrés précèdemment pour des secteurs au sud-ouest et au nord-est de la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse. Ces permis ont été délivrés en vertu d'une loi qui a depuis été abrogée. Les permis pour la région au sud-ouest du Banc Georges font l'objet d'un moratoire qui doit durer au moins jusqu'au 31 décembre 2012.

Les permis pour la zone au nord-est chevauchent la ligne de séparation entre la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse et la région extracôtière de Terre-Neuve et Labrador. En mars 2002, un comité d'arbitrage a tranché un différend portant sur la ligne de démarcation entre les provinces, et la décision laissant 19 permis de prospection (ou des portions de permis) dans la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse. L'annexe 1 de la Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada - Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers a été modifiée le 29 mai 2003 pour faire état des nouvelles limites de la région extracôtière.

Avant que des activités de forage puissent être entreprises dans ces secteurs, les anciens permis doivent être convertis en permis d'exploration. Les lois de mise en œuvre de l'Accord exigent que l'Office et les titulaires de permis négocient de nouvelles modalités pour les permis d'exploration à être délivrés. Les négociations pour la conversion des permis en permis d'exploration se poursuivent et on s'attend à ce qu'elles soient conclues au cours de l'exercice 2004-2005.

3.2 Archives de données, laboratoires et centre de stockage des échantillons

Le mandat de l'Office inclut la collecte et la conservation de données. Les archives, le laboratoire et l'entrepôt des carottes (échantillons prélevés) remplissent cette fonction; ce sont des installations publiques qui fournissent des services et des renseignements d'ordre géologique et géophysique sur la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse. L'historique des puits et les rapports géologiques, géophysiques ainsi que les rapports sur les sondages y sont archivés. Tous les échantillons souterrains recueillis lors des forages de prospection et de reconnaissance dans la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse y sont aussi conservés. La plupart des données sont confidentielles pendant une période de temps précisée dans la loi ou dans les règlements. Toutefois, une fois cette période écoulée, les renseignements sont mis à la disposition du public. Ce sont surtout l'industrie, les entreprises de forage et de service ainsi que les organisations universitaires et gouvernementales qui consultent les rapports et étudient les échantillons.

Au cours de la période visée par le présent rapport, l'industrie (notamment des sociétés nationales, internationales et locales) a compté pour 38 pour cent des activités tandis que les entreprises de forage et de service ont compté pour 28 pour cent de l'utilisation des installations, et le gouvernement et le monde universitaire pour 34 pour cent.

Dossiers sur les puits

Sous le régime des lois de mise en œuvre de l'Accord, les données sur un puits d'exploration reçues par l'Office restent confidentielles pendant deux ans après le forage du puits. Au cours de la période écoulée, cette période a pris fin pour les puits ci-dessous, et l'Office a mis les données à la disposition du public :

- Musquodoboit E-43
- Southampton A-25
- Queensland M-88
- Glenelg H-59

Pour les puits de développement, la période de confidentialité prend fin 60 jours après l'expiration de la période de confidentialité applicable au puits d'exploration pertinent. Au cours de l'exercice écoulé, cette période a pris fin pour deux puits de développement, et l'Office a publié les données sur les puits suivants :

- Alma 1 N-76
- Alma 2 N-76

Tableau 6 – Programmes d'études géophysiques et géotechniques en 2003

N° du programme	Exploitant	Type d'activité	Date de début	Remarques	Nombre total de kilomètres
NS24-G05-08P	Geophysical Services Incorporated	2D 3D	29 avril 03 24 mai 03	Suspendu le 21 mai 03 Terminé le 24 juillet 03	1920,08 km 738,99 km²
NS24-E43-02E	EnCana Corporation	3D	3 mai 03	Terminé le 28 juin 03	1 766,77 km²
NS24-M55-01E	Marathon Canada Ltd.	3D	21 juin 03	Terminé le 15 oct 03	2259,00 km²
NS24-T63-04P	TGS-NOPEC Geophysical Company	2D	6 juil 03	Suspendu le 10 déc 03	9989,03 km
NS26-C146-03E	Canadian Superior Energy Inc.	Sondage du site	3 août 03	Terminé le 5 août 03	Sans objet
NS24-G75-03P	GX Technology Corporation	2D	21 sept 03	Terminé le 21 nov 03	3356,62 km
NS24-C137-01P	Corridor Resources Inc.	2D	15 déc 03	Terminé le 25 déc 03	505,57 km

Programmes d'études géophysiques

Les données sismiques servent à déterminer l'emplacement possible de structures sous-marines qui peuvent contenir des dépôts d'hydrocarbures; elles sont acquises en utilisant des navires de prospection sismique. Une batterie de canons à air installée près de la poupe du navire, près de la surface de l'eau, envoie un signal sonore. Le navire remorque également une ou deux flûtes dont la longueur peut atteindre six kilomètres et qui contiennent des hydrophones. Les ondes de son produites par la batterie de canons à air sont renvoyées du fond de l'océan et des formations géologiques sous-marines vers la surface et enregistrées par les hydrophones. Pendant l'année civile 2003, des données sismiques en 2D ont été recueillies sur 15 771,30 kilomètres, et des données en 3D ont été recueillies sur 4 025,77 kilomètres carrés. Il s'agit d'une augmentation par rapport aux données acquises en 2002, soit 6 449,87 kilomètres de données en 2D et 450,04 kilomètres carrés de données en 3D.

3.3 Lignes directrices

Lignes directrices communes sur les déclarations de découverte importante et de découverte exploitable, et modifications

Les lois de mise en œuvre de l'Accord stipulent que l'Office doit émettre, dans les cas appropriés, des déclarations de découverte importante et de découverte exploitable dans le cours de l'évolution des droits d'exploration et de mise en valeur dans la zone extracôtière. En septembre 2002, l'Office Canada - Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers (OCTNHE) a émis des lignes directrices sur les demandes de déclarations de découverte importante et de découverte exploitable et les modifications. Ces lignes directrices ont été examinées par l'Association canadienne des producteurs pétroliers et par le gouvernement de Terre-Neuve et Labrador.

Les lignes directrices sont substantiellement similaires aux Précisions sur les procédures de l'Office applicables aux demandes de déclaration de découverte importante (DDI) et de découverte exploitable (DDE), et aux Précisions sur les critères d'examen de l'Office applicables aux demandes de déclaration de découverte importante (DDI) et de découverte exploitable (DDE). Par conséquent, l'Office a déterminé qu'il était approprié que ces lignes directrices soient des lignes directrices communes avec l'OCTNHE, et les plus récentes lignes directrices de 2002 de l'OCTNHE ont été modifiées pour y inclure des références à l'OCNEHE et aux lois applicables. Ces lignes directrices communes officialisent les deux précisions émises précédemment par l'OCNEHE et elles ont l'appui des gouvernements fédéral et provinciaux. En outre, elles clarifient l'exigence relative à un essai d'écoulement de formation quant à une déclaration de découverte importante, et constituent pour l'industrie une indication quant au processus utilisé par les organismes de réglementation pour l'examen du bien-fondé des demandes de déclarations de découverte importante et de découverte exploitable. Des consultations ont été tenues avant l'approbation, en juin 2003, des lignes directrices communes.

Lignes directrices communes sur l'acquisition de données et la production de rapports

Le 30 juin 2003, l'OCNEHE a approuvé les lignes directrices communes sur l'acquisition de données et la production de rapports sur les évaluations de puits, de gisements et de champs gaziers et pétrolifères des régions extracôtières de Terre-Neuve et de la Nouvelle-Écosse.

Ces lignes directrices communes avec l'OCTNHE ont été préparées pour aider les exploitants à respecter les exigences réglementaires relatives aux évaluations de puits, de gisements et de champs gaziers et pétrolifères, et pour stipuler la manière dont les données et les renseignements pertinents doivent être soumis aux Offices. Les Offices ont préparé les lignes directrices à la suite de consultations avec le public, l'industrie et les gouvernements.

4.1 Santé et sécurité

L'Office poursuit sa collaboration avec les gouvernements fédéral et provincial pour ce qui est des modifications aux lois de mise en œuvre de l'Accord en matière de santé et de sécurité au travail. Entre temps, les exigences de l'Office en matière de santé et de sécurité au travail (SST) restent en place pour protéger les travailleurs du pétrole en zone extracôtière et offrir des directives aux exploitants. Les exigences de l'Office en matière de SST sont une condition stricte imposée pour toutes les activités autorisées par l'Office.

Rapports d'incidents

Les règlements pris en application des lois de mise en œuvre de l'Accord obligent les exploitants à signaler à l'Office tous les incidents ayant trait à la sécurité. Au cours de l'année civile 2003, l'Office a fait enquête sur huit incidents en matière de santé et de sécurité. Dans tous les cas, l'Office s'est assuré que des mesures étaient prises pour déterminer la cause de l'incident et améliorer les systèmes afin de prévenir l'occurrence d'autres incidents similaires.

Un sommaire de tous les types d'incidents qui se produisent en zone extracôtière est communiqué à l'Office dans un rapport annuel soumis par chaque exploitant. L'Office examine les renseignements et d'autres renseignements indépendants pour déceler les tendances possibles et la similitude des causes de blessures invalidantes, et pour cibler les domaines où des améliorations précises sont nécessaires. Grâce à sa participation au International Regulators' Forum, l'Office suit également les tendances pour ce qui est des incidents signalés dans d'autres zones extracôtières et elle prend ces tendances en considération pour définir les objectifs de ses initiatives en matière de santé et de sécurité. Ainsi, au cours de l'exercice écoulé, les efforts de l'Office ont porté sur les pratiques de levage sécuritaires. Des vérifications ciblées ont été effectuées et des pratiques de levage sécuritaires sont en cours d'élaboration, en collaboration avec l'Association canadienne des producteurs pétroliers.

Statistiques sur les blessures

Pendant l'année civile 2003, 1 916 881 heures-personnes ont été travaillées sous l'autorité de l'Office dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse, et il y a eu huit blessures invalidantes. Ces chiffres permettent d'établir que le taux de blessures invalidantes dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse était de 0,84 par tranche de 200 000 heures-personnes.

Surveillance

Les rapports quotidiens soumis par les exploitants sont examinés par le personnel de l'Office pour déterminer s'il y a des problèmes sur les plans de la santé, de la sécurité et de la conformité, et les mesures appropriées sont prises pour que ces problèmes soient réglés à la satisfaction de l'Office. De plus, l'Office est régulièrement en contact avec les exploitants et avec les autorités certificatrices pour s'assurer du respect constant des règlements, des exigences en matière de santé et sécurité au travail et des autres modalités des autorisations.

Au cours de l'exercice écoulé, les efforts de l'Office ont porté sur les pratiques de levage sécuritaires.

L'Office reçoit également des copies des comptes rendus des réunions des comités conjoints sur la santé et la sécurité au travail en zone extracôtière. L'Office examine de près ces comptes rendus pour s'assurer que les questions soulevées par les travailleurs relativement à la santé et à la sécurité sont traitées adéquatement par l'exploitant. Le personnel de l'Office est en contact avec les membres de ces comités pour leur donner de l'information et les aider à régler les problèmes qui peuvent survenir.

Tableau 7 - Statistiques sur les blessures

Année	1999	2000	2001	2002**	2003	Moyenne
Nombre de blessures invalidantes*						
Installations	1	7	3	8	3	4,6
Bâtiments	14	15	1	7	5	8,2
Aviation	s.o.	s.o.	0	0	0	0
Total	**15**	**22**	**4**	**15**	**8**	**12,8**
Heures-personnes						
Installations	1 200 833	1 249 348	899 244	1 253 779	899 260	1 100 493
Bâtiments	2 441 017	942 713	720 312	868 105	960 609	1 180 417
Aviation	s.o.	s.o.	82 660	94 413	57 012	107 628
Total	**3 641 850**	**2 192 061**	**1 702 216**	**2 216 297**	**1 916 881**	**2 334 084**
Fréquence (par tranche de 200 000 heures-personnes)						
Installations	0,17	1,12	0,67	1,28	0,67	0,83
Bâtiments	1,15	3,18	0,28	1,67	1,04	1,42
Aviation	s.o.	s.o.	0	0	0	0
Total	0,82	2,01	0,47	1,35	0,84	1,10

** « Blessure invalidante » désigne toute blessure au travail ou maladie professionnelle qui selon le cas :*
(a) empêche l'employé de se présenter au travail ou de s'acquitter efficacement de toutes les fonctions liées à son travail habituel le ou les jours suivant celui où il a subi la blessure ou la maladie, qu'il s'agisse ou non de jours ouvrables pour lui;
(b) entraîne la perte totale ou partielle d'un membre de l'employé, ou la perte complète de son utilité ou
(c) l'incapacité permanente d'une fonction corporelle.
*** Modifié pour tenir compte de l'omission d'une blessure dans le rapport annuel 2002.*

SÉCURITÉ RATIONS

L'Office effectue également des vérifications de la conformité et des inspections centrées sur la santé et la sécurité. Au cours de l'exercice visé par le rapport, l'Office a fait plus de 20 visites de navires et d'installations en vue de procéder à ces vérifications et à ces inspections.

Ces inspections comprennent les inspections auxquelles l'Office procède avant d'autoriser le début des opérations extracôtières ainsi que les vérifications et les inspections des sites de travail en zone extracôtière pendant les opérations. Les inspections ont permis de déterminer qu'un certain nombre de mesures correctives s'imposaient et il a été demandé aux exploitants de les appliquer volontairement; l'Office a par la suite fait un suivi pour s'assurer qu'elles avaient été prises.

Un plan a été élaboré pour le nouvel exercice afin de procéder à une série de vérifications portant sur les règlements et les exigences en matière de sécurité, d'environnement et de conservation.

4.2 Sécurité en zone extracôtière

Pendant l'exercice écoulé, l'Office s'est activement préoccupé des considérations de sécurité pour les activités pétrolières en zone extracôtière. L'Office fait partie du forum des organismes de réglementation de Ressources naturelles Canada dont les membres se rencontrent tous les trimestres pour échanger de l'information sur les initiatives en matière de sécurité. De plus, l'Office a participé à des ateliers organisés par Transports Canada afin de formuler des recommandations sur la considération à accorder aux installations extracôtières pour la mise en application du Code international sur la sûreté des navires et des infrastructures portuaires au Canada.

4.3 Activités extracôtières

Toutes les activités pétrolières au large de la Nouvelle-Écosse doivent obtenir l'autorisation préalable de l'Office. Chaque demande d'autorisation de travaux doit comporter un plan faisant état des mesures de sécurité, une évaluation environnementale, une description exhaustive des travaux envisagés, un plan de retombées économiques Canada - Nouvelle-Écosse, une preuve de la responsabilité financière, les renseignements nécessaires sur le forage et l'évaluation des puits et, dans les cas applicables, un certificat de conformité. Le groupe de la santé, de la sécurité et des opérations coordonne l'examen de tous les documents soumis avec chaque demande.

Le tableau 8 présente un sommaire des activités autorisées par l'Office pour la période visée par le rapport et donne, à des fins de comparaison, les chiffres des deux exercices précédents, 2001 et 2002.

Forages de reconnaissance

L'Office a autorisé le forage des puits d'exploration ci-dessous au cours de la période visée par le présent rapport :

- Margaree F-70 : forage commencé le 21 mai 2003 – terminé le 6 août 2003
- Balvenie B-79 : forage commencé le 8 juillet 2003 – terminé le 3 septembre 2003
- MarCoh D-41 : forage commencé le 28 août 2003 – terminé le 23 novembre 2003
- Weymouth A-45 : forage commencé le 27 octobre 2003
- Mariner I-85 : forage commencé le 19 novembre 2003 – terminé le 18 mars 2004

*Au moment de la rédaction du présent rapport, les données techniques recueillies sur ces puits restent confidentielles.

4.4 Lignes directrices

Lignes directrices communes sur les mesures

En octobre 2003, des lignes directrices communes sur les mesures ont été émises par l'OCNEHE et par l'OCTNHE. Les lignes directrices ont été élaborées par les deux Offices qui ont pris en considération les observations reçues de l'industrie, des gouvernements et d'autres parties intéressées. Elles portent sur la conception, la construction et le fonctionnement des systèmes de comptage, et sont semblables aux lignes directrices appliquées par d'autres compétences territoriales. Les lignes directrices sont affichées sur le site Web de l'OCNEHE.

Version préliminaire des lignes directrices sur le signalement des incidents

L'Office s'affaire actuellement à la rédaction de lignes directrices sur le signalement des incidents. Une version préliminaire a été distribuée et des commentaires de l'industrie et des gouvernements ont été reçus. Les lignes directrices donnent des directives relativement aux devoirs généraux et aux prescriptions des règlements portant spécifiquement sur le signalement des incidents mettant en cause la santé et la sécurité ainsi que les incidents touchant l'environnement qui se produisent dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse. L'Office s'affaire actuellement à mettre les lignes directrices au point et il est prévu qu'elles seront publiées plus tard au cours de 2004.

4.5 Initiatives et conseils

Dans certains cas, des documents renfermant des conseils sur des questions autres que la réglementation sont préparés pour refléter les pratiques usuelles. Le personnel de l'Office travaille en étroite collaboration avec l'industrie pour s'assurer que les opérations sont sécuritaires pour les travailleurs en zone extracôtière. Certaines de ces initiatives portent sur les pratiques ci-dessous.

Pratiques de levage sécuritaires

L'Office continue de collaborer avec l'OTNHE et l'Association canadienne des producteurs pétroliers pour ce qui est des pratiques de levage sécuritaires applicables aux zones extracôtières de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve et Labrador. Des versions préliminaires de diverses sections portant sur ces pratiques ont été transmises à des groupes de l'industrie et à des organisations certificatrices pour examen et commentaires. Ce processus se poursuivra tout au long de 2004 afin d'arriver à définir une pratique recommandée par l'industrie qui tiendra compte de l'objectif de réduire le nombre de situations comportant des risques liés aux activités de levage.

En octobre 2003, des lignes directrices communes sur les mesures ont été émises par l'OCNEHE et par l'OCTNHE.

Tableau 8 - Demandes d'autorisation de travaux

Activité	Programmes de forage autorisés		
	2003/04	2002/03	2001/02
Forage			
Programmes de forage autorisés	4	3	2
Permission de forer un puits	7	8[a]	6
Études géophysiques, géotechniques et géochimiques			
Sismiques	7[d&e]	3	9[c]
Études du fond marin, études benthiques, évaluations	1	6[b]	5
Études du tracé de pipelines	0	2	2
Installations			
Demande de modification d'un puits	9	5	13
Autorisation d'installer :			
• un pipeline du gisement Alma au gisement Thebaud	0	1	0
• des treillis au gisement Alma	1	0	0
• des hauts de plates-formes au gisement Alma	1	0	0
• es brides de raccordement du pipeline sous-marin	1	0	0
• raccordement et mise en service de la plate-forme Alma	1	0	0
Plongée			
Programmes de plongée autorisés	1	1	2
Totaux	**33**	**29**	**39**

Notas :

a. *Sept puits et un puits de déviation.*

b. *Comprend une prorogation d'une autorisation de travail accordée en 2001.*

c. *Les travaux associés à deux des programmes de sismiques autorisés n'ont pas été faits.*

d. *Les travaux associés à un des programmes de sismiques autorisés n'ont pas été faits.*

e. *Les travaux de ces deux programmes de levés sismiques ont été suspendus et il a été proposé de les terminer à une date ultérieure.*

Appareils respiratoires de secours sous l'eau à bord des hélicoptères

Il est reconnu que la température glaciale des eaux au large de la côte est du Canada pourrait gravement limiter la capacité de retenir son souffle sous l'eau si un hélicoptère devait plonger dans la mer et se renverser en situation d'urgence. L'OCNEHE, l'OCTNHE et l'Association canadienne des producteurs pétroliers considèrent l'utilisation d'appareils respiratoires supplémentaires pour le personnel qui emprunte des hélicoptères pour se rendre sur les installations extracôtières. Ces systèmes comportent l'utilisation d'air comprimé, d'appareils de respiration à circuit fermé, ou une combinaison des deux. Il est prévu qu'une pratique reconnue par l'industrie et appuyée par l'Office sera annoncée au cours du prochain exercice.

L'Office envisage l'utilisation d'appareils respiratoires supplémentaires pour le personnel qui emprunte des hélicoptères pour se rendre sur les installations extracôtières.

Lignes directrices pour l'évacuation et le sauvetage

L'OCNEHE et l'OCTNHE travaillent de concert avec l'Association canadienne des producteurs pétroliers et la Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors (CAODC) à la rédaction de lignes directrices pour l'évacuation et le sauvetage sur des installations pétrolières en zone extracôtière dans les régions au large des côtes de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve et Labrador. Les lignes directrices aideront les Offices dans l'interprétation des lois applicables lorsqu'ils passeront en revue les systèmes d'évacuation et de sauvetage utilisés sur les installations pétrolières de construction nouvelle qui doivent être utilisées dans l'une ou l'autre des zones extracôtières. Elles seront aussi utilisées pour aider à l'examen des systèmes existants.

5 ENVIRON

L'une des principales responsabilités de l'Office est la protection de l'environnement pendant toutes les phases de l'exploitation des ressources en hydrocarbures en zone extracôtière, du forage des puits d'exploration à l'abandon. Pendant l'exercice visé par le rapport, ces responsabilités ont fort occupé l'Office : entrée en vigueur de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (LCEE), nombreux programmes de surveillance des effets environnementaux, examen continu d'un grand nombre d'évaluations environnementales, et participation aux initiatives d'autres ministères et organismes fédéraux en matière d'environnement.

5.1 Évaluations environnementales

L'Office exige une évaluation environnementale (ÉE) pour chaque demande d'autorisation de travaux. Les ÉE sont examinées à l'interne pour en déterminer l'exhaustivité et ensuite transmises à des ministères spécialisés pour commentaires. Pour les projets pétroliers en zone extracôtière, les ministères spécialisés sont généralement le ministère de Pêches et Océans (MPO) et Environnement Canada. Tout au long du processus d'examen, les ÉE peuvent être corrigées ou modifiées, selon ce qui est jugé approprié. Pour la plupart des projets, des mesures d'atténuation sont requises pour réduire les possibilités d'effets environnementaux négatifs importants. Se fondant sur l'Examen, l'Office détermine la probabilité que les travaux proposés aient des effets environnementaux négatifs importants avant de décider s'il y a lieu de les autoriser. L'Office peut aussi imposer les conditions qu'il juge appropriées, par exemple des mesures d'atténuation additionnelles, lorsqu'il autorise des travaux.

Au cours de l'exercice écoulé, 29 évaluations environnementales ont été réalisées ou sont actuellement en cours d'examen par l'Office. Les évaluations environnementales sont déposées et examinées avant la présentation par un exploitant d'une demande d'autorisation de travaux. Il arrive à l'occasion qu'une fois le processus d'examen terminé, l'exploitant décide de ne pas aller de l'avant et ne soumet pas de demande d'autorisation de travaux; par conséquent, le nombre d'ÉE examinées au cours d'un exercice peut différer du nombre d'autorisations délivrées par l'Office.

5.2 Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (LCEE)

En vertu de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (LCEE), l'Office est une autorité fédérale et il doit appliquer le processus d'évaluation environnementale stipulé dans la LCEE. En juillet 2003, le gouvernement fédéral a apporté une modification au Règlement sur les dispositions législatives et réglementaires pour soumettre à l'application de la LCEE toutes les activités pétrolières en zone extracôtière. Auparavant, seuls les plans de développement étaient soumis au processus de la LCEE. Des modifications ont également été apportées au Règlement sur liste d'inclusion de la LCEE pour y inclure toutes les demandes présentées à l'OCNEHE relativement aux programmes d'études géophysiques.

Tableau 9 - Évaluations environnementales

Activités	2003-04	2002-03	2001-02
Sismiques	13	7	8
Autres activités géophysiques ou géotechniques	4	4	7
Programmes de forage	10	8	2
Évaluations environnementales stratégiques	1	2	1
Autres	1	0	0
Total	29	21	18

La LCEE définit trois types d'évaluations environnementales : les examens préalables, les études approfondies et les examens devant un groupe spécial. Il est prévu que la plupart des évaluations environnementales exigées par l'Office seront examinées dans le cadre du processus d'examen préalable, conformément à la LCEE. Une demande de forage du premier puits d'exploration dans une zone qui n'a pas fait l'objet d'une étude approfondie ou d'un examen devant un groupe spécial sera soumise au processus d'étude approfondie. Environ la moitié du plateau néo-écossais a été évaluée dans le cadre d'un examen devant un groupe spécial pour le projet énergétique extracôtier Sable (PEES); par conséquent, les demandes de forage de puits d'exploration dans cette région exigeront une ÉE étudiée par le processus d'examen préalable.

Sous le régime de la LCEE, un exploitant doit déposer une description de projet s'il a l'intention de demander une autorisation de travaux à l'Office. Ce document doit être déposé avant toute évaluation environnementale et avant la présentation de toute demande. Il sert à coordonner l'examen de l'évaluation environnementale visé par le règlement sur la coordination par les autorités fédérales de la LCEE et prévoit la nomination d'un coordonnateur fédéral de l'évaluation environnementale (CFÉE). Le CFÉE qui, dans la plupart des cas, sera l'OCNEHE, transmet la description du projet aux ministères et aux organisations du gouvernement fédéral et demande à chacun de déterminer s'il ou elle est une autorité responsable ou un ministère spécialisé pour les fins du projet proposé.

Une partie significative du processus d'examen de la LCEE porte sur l'accès public aux évaluations environnementales. Un registre public affiché sur Internet et établi par l'Agence canadienne d'évaluation environnementale fait le suivi de toutes les évaluations environnementales visées par la LCEE. Toutes les évaluations environnementales entreprises par l'Office dans le cadre du processus d'examen de la LCEE sont affichées sur ce site. En outre, l'Office a mis sur pied son propre registre public où sont affichées les descriptions de tous les projets, les évaluations environnementales et la correspondance connexe. Le public peut donc, grâce aux registres de l'Agence et de l'OCNEHE, suivre une activité proposée de la description du projet à l'ÉE, et il a la possibilité d'examiner les documents et de soumettre des observations par écrit.

5.3 Comité consultatif des pêches (CCP)

Étant donné la possibilité accrue de participation et de commentaires par le public qu'offre la LCEE, l'Office a modifié son mode de consultation sur les questions environnementales et les questions liées à la pêche. Le Comité consultatif des pêcheries et de l'environnement de l'OCNEHE est donc devenu le Comité consultatif des pêches (CCP) puisque les questions environnementales sont désormais traitées dans le cadre du processus de la LCEE. Le CCP regroupe des représentants de divers groupes de pêcheurs, du ministère de Pêches et Océans (MPO) et du ministère néo-écossais de l'Agriculture et des Pêches. Le comité donne à l'Office des conseils et des suggestions pour considération relativement aux demandes d'autorisation de travaux, aux règlements et aux lignes directrices. Au cours de ses réunions trimestrielles, les membres du CCP sont informés des activités pétrolières courantes et à venir dans la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse, et ils ont la possibilité de discuter des enjeux pertinents. Les membres du comité sont informés de toutes les évaluations environnementales soumises à l'Office et invités à faire des commentaires écrits, lesquels sont pris en considération lors de l'examen de l'ÉE.

NEMENT

5.4 Examen public – Cap-Breton

En mars 2003, l'Office a étudié les résultats d'un examen public exhaustif, d'un examen scientifique et un rapport du groupe de travail, et il a déterminé que des levés sismiques peuvent être réalisés au large du Cap-Breton, sous réserve de certaines conditions.

En octobre 2003, Corridor Resources Inc. a demandé à l'Office l'autorisation de faire un levé sismique en vertu du PE2368, au large de la pointe ouest du Cap-Breton. Il a été demandé à Corridor de respecter neuf conditions établies par l'Office dans sa décision de mars 2003, notamment l'élaboration d'un programme de surveillance des effets environnementaux, la présence à bord du bâtiment d'une personne-ressource assurant la liaison avec les pêcheries, des consultations avec le MPO et divers groupes de pêcheurs. L'Office s'est en outre engagé à examiner les résultats d'une étude du Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE) réalisée au large de Terre-Neuve et Labrador pour déterminer les effets potentiels des activités sismiques sur le crabe des neiges avant de prendre une décision quant à une demande d'autorisation. Les résultats de l'étude, qui sont devenus disponibles en novembre 2003, montrent qu'il n'y a pas eu de mortalité sur les crabes des neiges qui ont été touchés par les essais et qu'il est peu vraisemblable que les activités sismiques aient un effet néfaste significatif sur le crabe des neiges.

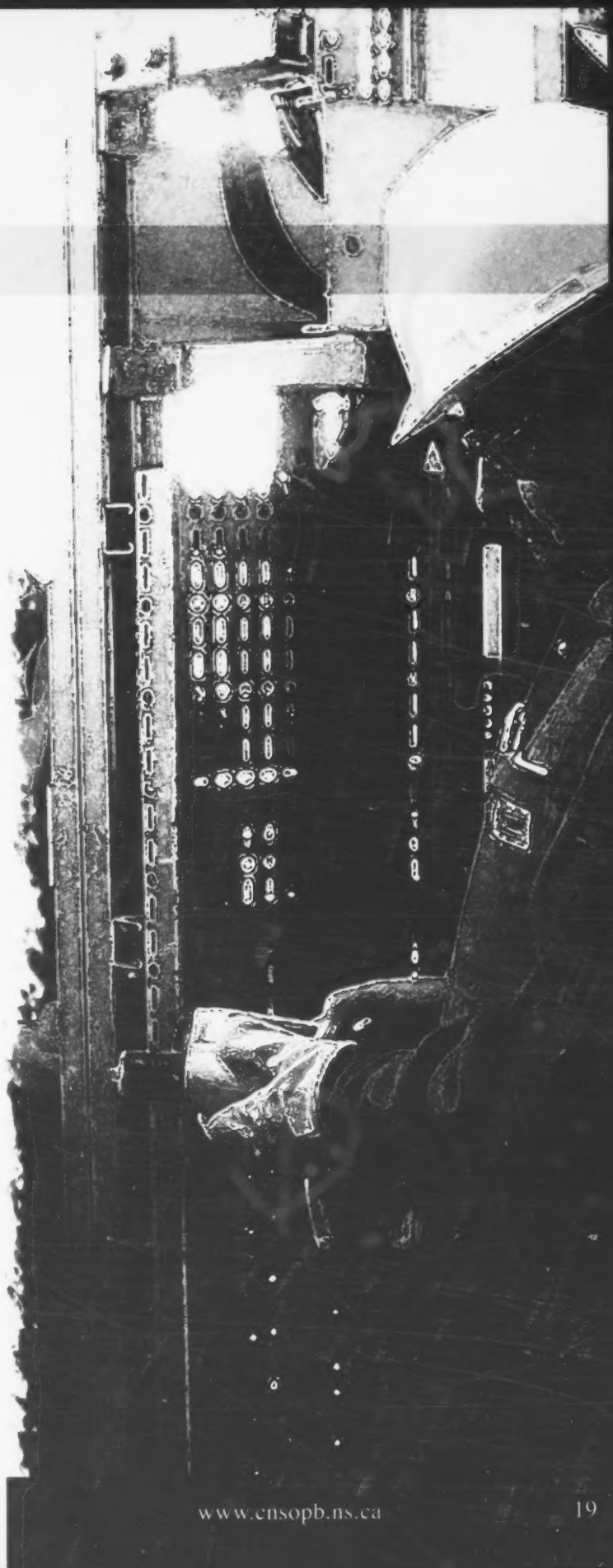
L'étude sur le crabe des neiges, dont les résultats sont disponibles depuis novembre 2003, n'a démontré aucune mortalité chez les crabes des neiges ayant fait l'objet des essais.

En décembre 2003, après avoir examiné le rapport de l'examen public, le rapport du groupe de travail spécial, et le rapport de l'examen scientifique ainsi que les études et la documentation connexes, l'Office a autorisé la réalisation de levés sismiques en 2D d'une durée de six jours au large de la pointe ouest du Cap-Breton; les levés devaient être faits à l'aide d'une source sonore de faible intensité. Le programme approuvé était également soumis à de nombreuses autres conditions. Le programme a été réalisé avant la fin de décembre.

5.5 Surveillance des effets environnementaux (SEE)

Pendant l'exercice écoulé, l'Office a autorisé plusieurs programmes de surveillance des effets environnementaux qui ont été réalisés en collaboration avec des projets de recherche.

Le premier était une collaboration entre Marathon Oil Canada, EnCana Corporation et le Centre de recherche environnementale sur le pétrole et le gaz extracôtiers (CREPGE) mis sur pied par le MPO. Ce groupe a élaboré un programme de SEE pour déterminer les effets possibles de levés sismiques sur les mammifères marins, en particulier sur l'hyperoodon boréal ou baleine à bec commune. L'étude, réalisée de mai à juillet 2003, visait les régions du Gully de l'île de Sable et du canyon Shortland. Des appareils d'enregistrement sonores, appelés séismomètres, ont été placés à des endroits stratégiques des sites étudiés pour enregistrer les niveaux de sons émis par les levés sismiques. Des programmes d'observation des mammifères marins, notamment l'écoute passive, ont été menés avant, pendant et après les activités sismiques. Il est prévu que les résultats seront disponibles plus tard au cours de l'année 2004.



5

Un autre programme de SEE et de recherche a été élaboré par le MPO et réalisé en même temps que les levés sismiques faites par Corridor Resources Inc. au large de la côte ouest du Cap-Breton en décembre 2003. Le programme de recherche a mesuré les niveaux de son en champ lointain et en champ rapproché pour déterminer l'impact potentiel des levés sismiques sur le crabe des neiges au moyen de mesures sur place et en laboratoire. L'étude consistait à placer des crabes des neiges en cage à des endroits précis, la moitié dans la zone couverte par les levés, où ils seraient exposés aux pleins effets des sons émis, et l'autre moitié dans des sites de contrôle situés loin de la zone des sondages. Une fois les levés terminés, la moitié des crabes de chaque emplacement ont été pris immédiatement et amenés dans un laboratoire où ils ont été soumis à des essais pour déterminer l'impact sur leur comportement et les effets physiologiques. Les crabes des neiges restants ont été repris cinq mois plus tard et soumis aux mêmes analyses en laboratoire. Les résultats de cette étude sont attendus pour l'automne 2004.

5.6 Surveillance de la conformité

Tous les exploitants doivent se conformer à des règlements, à des lignes directrices ou à des conditions, ou les dépasser, lorsqu'ils mènent des activités. L'Office surveille les opérations pour s'assurer que ces normes sont suivies et que les exploitants respectent toutes les lois applicables. Les exploitants soumettent des rapports mensuels et annuels sur les rejets et ces rapports sont comparés aux prévisions, aux engagements et aux conditions. Au cours de la période visée par le présent rapport, deux vérifications ont été faites par l'Office en collaboration avec Environnement Canada.

5.7 Initiatives régionales

L'Office participe à nombre d'initiatives régionales liée aux questions environnements dans la zone région extracôtière de la Nouvelle-Écosse. Le projet de gestion intégrée de l'est du plateau néo-écossais (GIEPNE) est un processus coopératif et intégré de planification et de gestion pour l'utilisation à grande échelle et les intérêts de l'océan dans une zone définie. L'Office fait partie du groupe de travail de la GIEPNE et des sous-groupes de travail des objectifs écosystémiques et des objectifs de l'utilisation humaine. L'Office participe aussi activement au projet concernant le corail au Canada atlantique mis sur pied en 2003 pour attirer l'attention sur les délicates populations de corail au large de la Nouvelle-Écosse.

La promulgation de la Loi concernant la protection des espèces sauvages en péril (LPESPC) en juin 2003 a mené à l'élaboration de plusieurs stratégies de rétablissement pour les espèces en péril ou les espèces menacées. L'Office collabore activement avec le MPO et Environnement Canada pour s'assurer que les activités pétrolières extracôtières sont conformes aux dispositions de la LPESPC.

En plus des grandes initiatives ci-dessus, l'Office entretient des relations de travail et de collaboration efficaces avec le MPO et Environnement Canada. Des protocoles d'entente ont été conclus entre l'Office et ces organisations, et des plans de travail sont mis en oeuvre chaque année. Les protocoles d'entente peuvent être consultés sur le site Web de l'OCNEHE. Des négociations sont en cours en vue de la conclusion d'un protocole d'entente entre ces ministères relativement au processus d'examen des évaluations environnementales.

5.8 Lignes directrices

Lignes directrices sur l'environnement physique
L'Office utilise les Lignes directrices sur le traitement des déchets extracôtiers (LDTDE) et les Lignes directrices sur l'environnement physique (LDEP) comme aides pour réglementer l'industrie. Les LDTDE stipulent les limites admissibles pour le traitement et l'élimination des déchets des opérations de forage et de production d'hydrocarbures. Les LDTDE et les LDEP sont des lignes directrices communes à trois organismes de réglementation : l'OCNEHE, l'OCTNHE et l'Office national de l'énergie (ONE).

Les Lignes directrices sur l'environnement physique ont pour objectif d'énoncer clairement les exigences relativement à l'observation, à la prévision et à la préparation de rapports sur les données environnementales physiques pendant les activités de forage et de

L'office collabore activement avec le MPO et Environnement Canada pour s'assurer que les activités pétrolières extracôtières sont conformes aux dispositions de la LPESPC.

production. L'objectif principal des programmes de surveillance de l'environnement physique est de s'assurer que les données météorologiques et océanographiques nécessaires ainsi que des renseignements sur les glaces sont disponibles pendant l'exécution des programmes de forage ou de production pour que les opérations puissent se faire en toute sécurité et de faciliter les interventions en cas d'urgence.

Au début de 2004, une version préliminaire des LDEP révisées a été communiquée aux parties intéressées et au public pour observations écrites. Les observations seront prises en considération par les trois organismes de réglementation avant la publication des lignes directrices révisées.

5.9 Fonds pour l'étude de l'environnement

Le Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE) est un fonds canadien financé par des droits sur les terres versés par les sociétés pétrolières titulaires de permis. Le Fonds est utilisé pour des projets de recherche sur des questions environnementales qui intéressent l'industrie pétrolière extracôtière. L'Office est membre d'un conseil de gestion qui regroupe des représentants du public, de l'industrie, du gouvernement et des organismes de réglementation. Le conseil de gestion étudie les demandes et alloue les fonds pour la recherche. Le représentant de l'Office est aussi membre du Comité consultatif de la côte Est récemment mis sur pied. Certaines des recherches effectuées au large de la Nouvelle-Écosse au cours de la dernière année grâce aux sommes versées par le Fonds sont une étude de l'impact potentiel des levés sismiques sur les mammifères marins et l'étude des effets possibles des sismiques sur le crabe des neiges.

5.10 Déversements et rejets

Les déversements et les rejets des activités pétrolières au large des côtes doivent être signalés à l'Office dans les 24 heures de leur occurrence. Les déversements, de même que les volumes et le nom précis de la substance déversée, sont enregistrés dans une base de données électronique qui est examinée périodiquement pour déceler les tendances. Dans les cas appropriés, l'Office procède à des inspections ou à des enquêtes sur les déversements.

Au cours de l'exercice écoulé, l'Office a fait enquête, avec Transports Canada, sur un certain nombre de déversements par un navire de prospection sismique exploité au large de la Nouvelle-Écosse. Une autre inspection du bâtiment a été faite au port et le personnel de l'Office a collaboré avec l'exploitant pour élaborer des procédures additionnelles d'exploitation en vue de régler le problème. De plus, l'Office a fait enquête sur un important déversement d'éthylèneglycol pendant la mise en service de la plate-forme Alma. L'éthylèneglycol est considéré comme non toxique en milieu marin et il se dissipe rapidement. Toutefois, l'Office a ordonné à l'exploitant de prendre des mesures préventives lors de la prochaine mise en service.
Le Tableau 10 est une liste des déversements qui se sont produits dans le cadre d'activités pétrolières au large de la Nouvelle-Écosse pendant l'exercice 2003-2004.

Tableau 10 - Déversements signalés dans la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse

Produit déversé	moins de 1 l	1-10 l	11-150 l	plus de 150 l
Condensat	1			
Boues synthétiques				1
Huile légère	5	5	10	3
Produits chimiques			1	2
Totaux	6	5	11	6

Déversements de plus de 150 l :
- *Éthylèneglycol (déversement à partir d'un lubrificateur de câble métallique) 159 l*
- *Huile hydraulique (bris de joints d'un conduit hydraulique) 300 l*
- *Kérosène (rejet des flûtes sismiques) 400 l et 570 l*
- *Boue synthétique (rejet par des joints d'étanchéité) 600 l*
- *Éthylèneglycol (déversement à partir d'un lubrificateur de câble métallique) 20 000 l*

L'Office fait enquête sur tous les déversements signalés et prend en considération les effets environnementaux potentiels. Il étudie notamment l'effet potentiel sur les oiseaux marins d'un déversement de produits pétroliers flottant à la surface ainsi que les effets sur le milieu marin.

Dans les cas de déversements, le taux de dispersion était élevé et, par conséquent, la possibilité d'effets significatifs sur l'environnement était faible. Aucun effet sur l'environnement n'a été observé quant à ces déversements.

6 RETOMBÉES E

L'un des principaux objectifs de l'Office dans l'exécution de son mandat en matière de retombées économiques est de s'assurer que les Néo-Écossais et les autres Canadiens aient la possibilité pleine et entière de participer, sur une base concurrentielle équitable, à la fourniture de biens et de services nécessaires aux activités en pleine mer.

6.1 Plans de retombées économiques

Les lois de mise en œuvre de l'Accord exigent que l'Office reçoive et approuve un plan de retombées économiques Canada – Nouvelle-Écosse avant d'approuver quelque plan de mise en valeur ou d'autoriser quelque travail ou activité que ce soit au large de la Nouvelle-Écosse. Un plan de retombées économiques doit répondre à de nombreuses questions et stipuler comment l'exploitant offrira à des fabricants, à des experts-conseils, à des entrepreneurs et à des entreprises de services en Nouvelle-Écosse et dans le reste du Canada, la possibilité pleine et entière de participer, sur une base concurrentielle équitable, à la fourniture de biens et de services nécessaires à ses activités. Le plan doit en outre prévoir l'établissement d'un bureau local et expliquer comment l'exploitant fera la promotion de l'éducation, de la formation, de la recherche et du développement en Nouvelle-Écosse.

Les plans sont examinés par le personnel de l'Office pour s'assurer que les principes énoncés dans les lois de mise en œuvre de l'Accord sont compris et respectés par toutes les parties. Cette démarche est une étape importante du suivi continu par l'Office des plans de retombées économiques et des activités d'approvisionnement.

6.2 Comité d'examen des retombées

En 1995, afin de pouvoir tenir des consultations périodiques avec les gouvernements fédéral et provincial, l'Office a mis sur pied le Comité d'examen des retombées (CER). Le comité se compose de représentants du ministère de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse, de Ressources naturelles Canada et, au besoin, de fonctionnaire d'autres organisations et ministères fédéraux et provinciaux.

Le CER tient des réunions à intervalles réguliers et est convoqué pour discuter de questions spécifiques aux retombées économiques. Les membres du comité sont en outre consultés tous les jours relativement aux octrois de contrats et aux listes de soumissionnaires puisque l'Office suit au jour le jour le processus d'approvisionnement des exploitants.

Des 120 contrats accordés, 81 l'ont été à des entreprises de la Nouvelle-Écosse.

6.3 Suivi et examen des plans de retombées économiques

L'Office a également la responsabilité réglementaire de s'assurer que les engagements énoncés dans les plans de retombées économiques sont tenus et que les plans font l'objet de contrôles fréquents pour en assurer la conformité.

Au cours de l'année civile 2003, l'Office a examiné 110 listes de soumissionnaires et 120 attributions de contrat pour s'assurer que les fournisseurs de la Nouvelle-Écosse et du Canada ont bénéficié d'une juste possibilité. La valeur des contrats attribués est estimée à 1,1 milliard de dollars, et leur contenu néo-écossais est de 265 millions de dollars.

6.3.1 Vérifications

Des vérifications externes et des missions de vérification sont d'autres méthodes utilisées pour faire le suivi des engagements énoncés dans les plans de retombées économiques. En septembre 2003, l'Office a conclu un contrat avec Conseils et Vérification Canada pour la réalisation d'une mission de vérification des plans de prospection et de retombées économiques initiales de PanCanadian. Le plan avait été soumis à l'Office et approuvé avant le fusionnement de PanCanadian Petroleum et d'Alberta Energy Corporation pour former EnCana Corporation. EnCana avait souscrit aux principes du plan lorsqu'elle avait pris le relais des activités de PanCanadian en Nouvelle-Écosse. Le plan de retombées économiques concerne les travaux préliminaires exécutés par EnCana pour la mise en valeur du projet Deep Panuke.

Une mission de vérification peut être exécutée pour convaincre l'Office que les engagements pris par l'exploitant dans le plan de retombées économiques sont respectés. Il s'agit notamment d'offrir aux résidents et aux fournisseurs de la Nouvelle-Écosse une possibilité réelle et équitable de participer à la fourniture des biens et des services nécessaires à la réalisation des travaux, et d'un engagement à prendre en considération le contenu canadien et néo-écossais pendant le processus d'évaluation des soumissions.

Le rapport de la mission de vérification menée par Conseils et Vérification Canada a été remis à l'Office à la fin de l'exercice et il fait actuellement l'objet d'un examen par le personnel de l'Office.

6.3.2 Emploi

L'Office poursuit sa collaboration avec Développement des ressources humaines Canada (DRHC), conformément à un protocole d'entente, pour suivre les travailleurs étrangers venus dans la province pour travailler dans l'industrie pétrolière en zone extracôtière. DRHC donne des conseils sur la disponibilité de Canadiens qui possèdent les compétences ou l'expérience nécessaires pour des postes précis, tandis que l'Office donne de l'information sur les qualifications, les normes et les exigences réglementaires pour ces mêmes postes.

6.4 Rapports sur les retombées économiques

L'Office exige que les plans de retombées économiques énoncent les principes que l'exploitant appliquera dans le cadre de son processus d'approvisionnement ainsi que les engagements de l'exploitant relativement à divers programmes de formation et d'embauche, de transfert de technologie et de recherche et développement. Pour être en mesure de faire le suivi de ces plans, l'Office exige de tous les exploitants un rapport donnant des renseignements détaillés sur les résultats de leurs efforts. Les rapports sur les retombées économiques sont soumis tous les ans ou dans un délai approuvé au préalable une fois qu'une activité a pris fin.

Le personnel de l'Office, en consultation avec le CER, compare ces rapports aux plans de retombées économiques, et consulte les exploitants relativement aux problèmes qui peuvent être relevés.

Des 120 contrats attribués, 81 l'ont été à des entreprises néo-écossaises.

CONOMIQUES

6.4.1 Prospection et exploration

Cinq puits d'exploration ont été forés au large de la Nouvelle-Écosse au cours de l'exercice écoulé. Ces puits étaient couverts par un certain nombre de plans de retombées économiques approuvés avant que l'autorisation ne soit accordée pour les programmes de forage. Un programme de forage peut viser de nombreux puits et durer plusieurs années, et l'exploitant doit présenter une autorisation de forage avant de forer un puits. Les principes énoncés dans le plan de retombées économiques doivent être respectés pour chaque puits visé par le programme.

Par ailleurs, six programmes d'études géophysiques ont été réalisés à l'aide de six navires différents. La plupart des navires de prospection sismique sont fournis avec une équipe de techniciens et de spécialistes. Cependant, l'Office collabore avec les sociétés pour offrir le plus grand nombre possible d'emplois aux résidents de la Nouvelle-Écosse. De plus, bon nombre de résidents de la province ont pu obtenir des emplois à titre de nature technique auprès de sociétés géophysiques, ce qui leur a éventuellement ouvert la porte à des emplois à l'international.

6.4.2 Pipeline sous-marin

El Paso et son projet Blue Atlantic n'ont présenté aucune demande d'autorisation de travaux à l'Office au cours de l'exercice visé par le rapport. Par contre, El Paso a toujours des bureaux à Halifax et dans le comté de Shelburne. Le rapport sur les retombées économiques soumis par El Paso montre que la société a dépensé quelque 6,2 millions de dollars dans la province au cours de la dernière année, en plus des 10,8 millions de dollars dépensés l'année précédente.

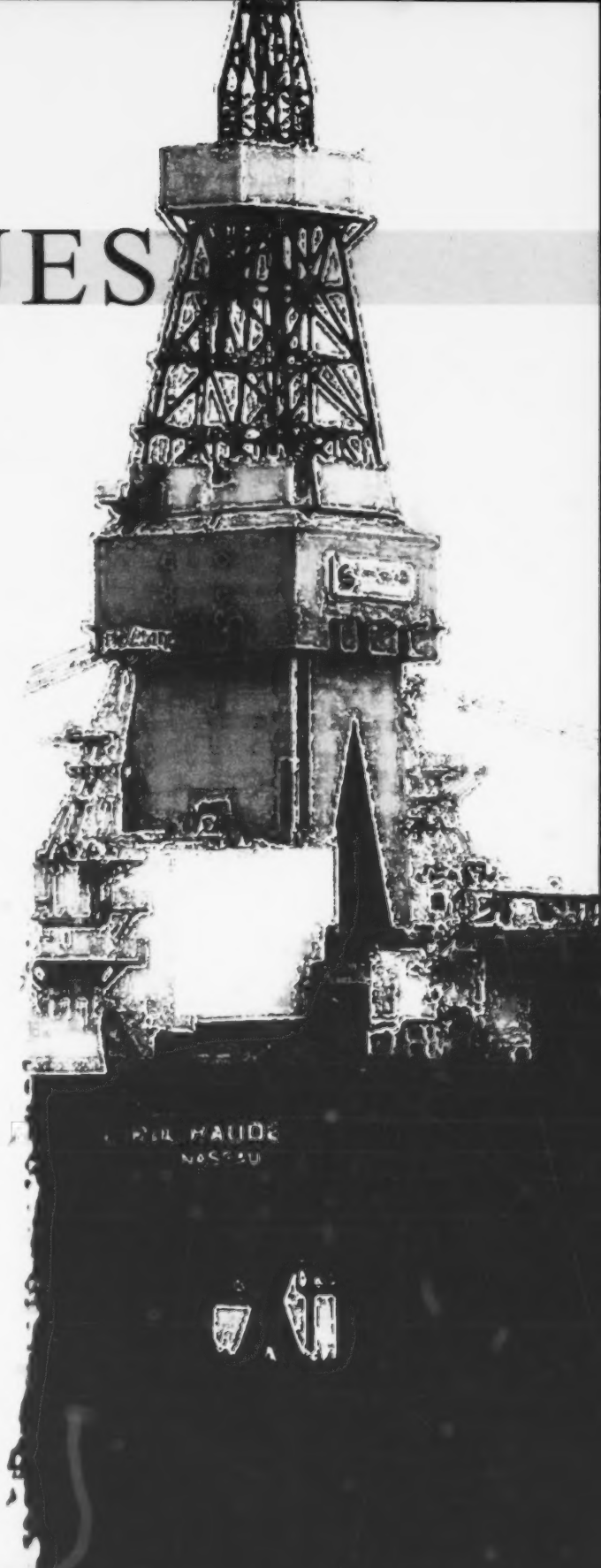
6.4.3 Dépenses et emploi

D'après les rapports déposés auprès de l'Office à la fin de l'exercice, une somme de 838 millions de dollars a été dépensée au large de la Nouvelle-Écosse, dont 214 millions en activités d'exploration. Du montant total des dépenses 321 millions de dollars ont été dépensés directement en Nouvelle-Écosse, ce qui représente 38,3 pour cent de contenu néo-écossais, et 157 millions de dollars ont été dépensés dans les autres régions du Canada, ce qui porte le contenu canadien à 57,1 pour cent. Certains des travaux couverts par ces sommes sont le démantèlement du projet Cohasset - Panuke, les projets Deep Panuke ainsi que toutes les activités d'exploration par tous les exploitants et les dépenses concernant le projet de système de transmission Blue Atlantic.

Pendant l'année civile 2003, 27 614 mois-personnes ont été travaillées dans la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse, dont 60 pour cent par des résidents de la Nouvelle-Écosse, 13,4 pour cent par d'autres Canadiens et 26,6 pour cent par des non-Canadiens.

6.4.4 Recherche et développement

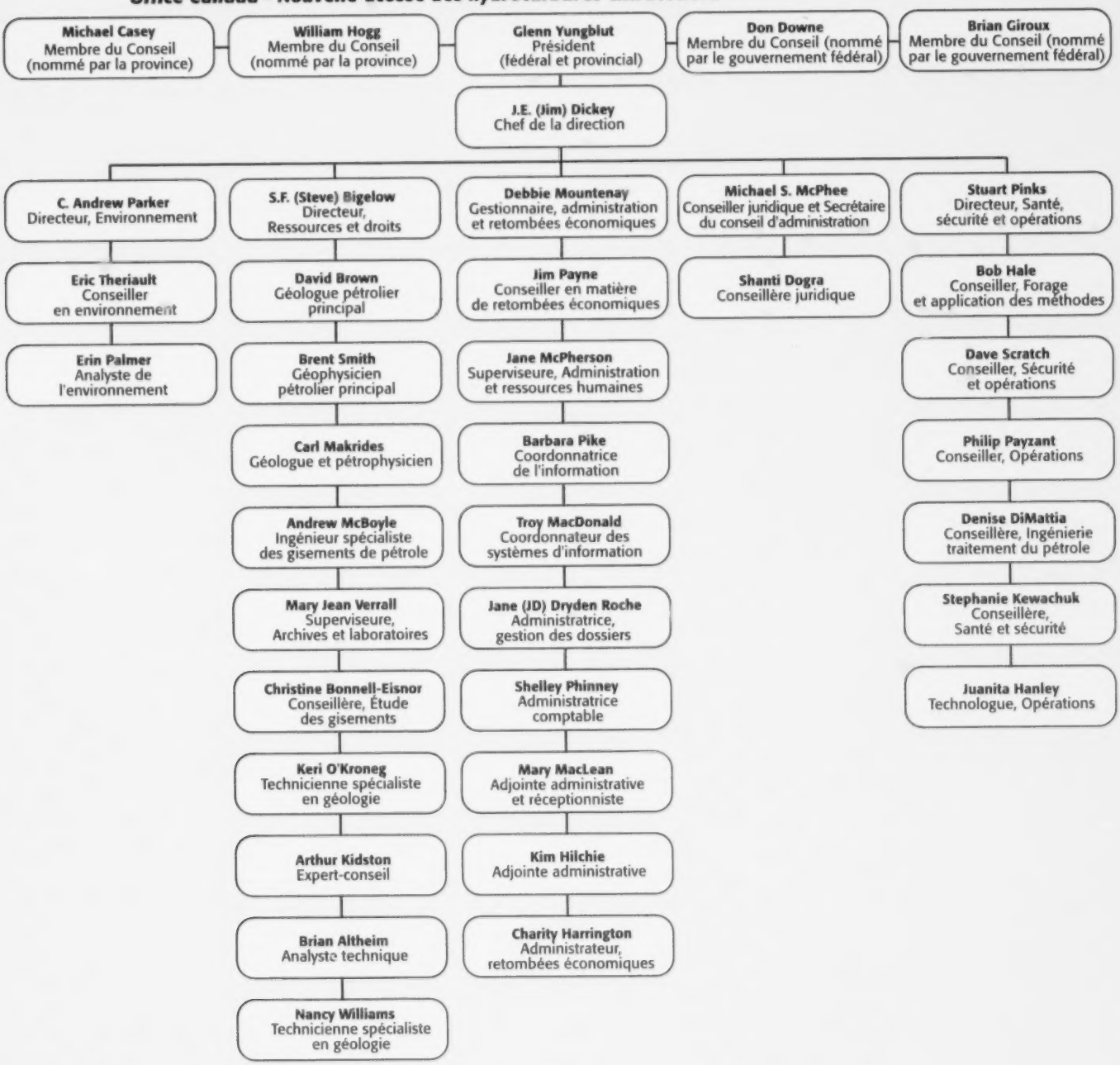
En plus de leurs obligations en matière d'emploi et de dépenses, les exploitants dans la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse doivent investir en recherche et développement dans la province. Les rapports sur les retombées économiques soumis à l'Office à la fin de l'exercice montrent qu'en 2003, les exploitants ont dépensé 871 385 pour des projets de recherche et développement en Nouvelle-Écosse. Il s'agit notamment des recherches menées au large de la Nouvelle-Écosse sur l'impact potentiel des sismiques sur la vie marine et du financement de Recherches Petrolières du Canada Atlantique, qui appuie divers programmes au Canada atlantique.



7 ADMINISTR

7.1 Organigramme

Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers



ATION

Il est important que l'Office, en tant qu'organisme de réglementation, tienne à jour et applique un processus uniforme dans l'exécution de ses responsabilités en matière de réglementation. À cet égard, le travail concernant le système de gestion de la qualité de l'Office s'est poursuivi tout au long de l'exercice écoulé. Un projet de cette envergure exige un examen complet et approfondi des politiques et des procédures de l'Office. À la fin de l'exercice, le processus se poursuivait et il est prévu qu'il prenne fin au cours du prochain exercice financier.

L'Office a maintenu le même niveau de personnel que pendant l'exercice précédent. Par contre, même si le nombre de membres du personnel est resté le même, il y a eu de nombreux changements au sein du conseil d'administration. Le mandat de John Currie en tant que membre du conseil a pris fin en avril, ce qui a laissé un deuxième poste vacant, soit un poste devant être comblé par le gouvernement provincial et un par le gouvernement fédéral. Les deux gouvernements ont rapidement comblé les postes. La province a nommé M. William Hogg le 5 mars 2003, et le gouvernement fédéral a nommé M. Don Downe le 15 septembre.

L'intérêt généralisé porté à l'Office et à son régime en matière de réglementation continue de croître. Au cours de 2003, l'Office a répondu à plus de 600 appels des médias d'information locaux, nationaux et internationaux. Le nombre d'appels et de demandes de renseignements par le grand public a également augmenté, et le personnel de l'Office a répondu à des centaines de demandes par téléphone ou par courrier électronique.

Le site Web de l'Office est une remarquable source de renseignements pour toutes les parties intéressées, et le personnel de l'Office s'efforce constamment de fournir les renseignements les plus à jour possible. L'un des éléments les plus consultés est le rapport hebdomadaire d'activités qui fait état des plus récentes activités de production, de forage et des résultats des plus récents levés sismiques. Le site a enregistré en moyenne 55 000 visites par mois. On prévoit que l'utilisation du site Web continuera de croître, en particulier parce qu'il est utilisé comme registre électronique public dans le cadre du processus d'examen prévu dans la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (LCEE), registre qui sert aux consultations publiques sur les évaluations environnementales. Le site Web est devenu un outil précieux dans le processus de consultations publiques de l'Office.

7.2 Table ronde sur l'énergie de l'Atlantique

La Table ronde sur l'énergie de l'Atlantique est une initiative du gouvernement fédéral, des gouvernements provinciaux de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve et Labrador, de l'Association canadiennes des producteurs pétroliers et de représentants de sociétés approvisionneuses et de services. La première réunion, à l'automne 2002, a été une occasion de discuter des enjeux et des possibilités pour l'industrie pétrolière du Canada atlantique. L'objectif de la table ronde est d'accroître l'efficience et l'efficacité de la réglementation. Il a été décidé de mettre sur pied divers comités chargés d'étudier certains des enjeux, de faire rapport à la table ronde et de lui soumettre des propositions d'améliorations.

L'Office est membre actif de ces divers comités. Le directeur général est membre du comité de mise en œuvre, et le personnel de l'Office s'occupe de questions comme l'élaboration d'un processus de réglementation concurrent, de l'examen des coûts liés aux puits de reconnaissance en zone extracôtière, au partage des formulaires de demandes réglementaires et à l'étude des solutions de rechange pour la préparation et le suivi des rapports sur les retombées économiques.

7

7.3 Notices biographiques des membres du Conseil

Glenn Yungblut - Président

M. Yungblut est titulaire d'un B.Sc. (concentration en génie mécanique) de l'Université Queens.

Au cours de sa carrière, il a occupé les postes de directeur général du service de l'ingénierie à l'Office national de l'énergie à Calgary et de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, Ottawa et Halifax. Il avait auparavant été président et directeur administratif d'EPI Resources Ltd., firme d'experts-conseils en génie d'installations extracôtières. Il a en outre occupé le poste de gestionnaire du forage extracôtier chez Shell Canada Limitée tant sur la côte Ouest du Canada qu'au large de la Nouvelle-Écosse.

M. Yungblut est membre de l'Association of Professional Engineers, Geologists and Geophysicists of Alberta et du chapitre de Calgary de l'Offshore Mechanics and Arctic Engineering Division (ASME) dont il a été président.

Michael D. Casey, C.A., EEE - Membre du Conseil

M. Casey est associé de la firme de comptables agréés Hemming Weir Casey Inc. Titulaire d'un baccalauréat ès arts de la Dalhousie University, il est membre de l'Institut des comptables agréés de la Nouvelle-Écosse et de l'Institut canadien des comptables agréés.

M. Casey détient le titre d'expert en évaluation d'entreprises et il est membre de l'Institut canadien des experts en évaluation d'entreprises; il a également été membre du conseil d'administration de cette organisation. Il est en outre inscrit dans le registre des spécialistes de l'Institut des comptables agréés de la Nouvelle-Écosse en tant que comptable agréé et spécialiste en évaluation d'entreprises.

M. Casey a occupé des postes bénévoles au sein de nombreux conseils d'administration et il a notamment été président du Waegwoltic Club de Halifax. Il est actuellement membre du comité de la vérification et des finances de la Nova Scotia Liquor Commission et du comité consultatif sur les placements de la Société Saint-Vincent-de-Paul de Halifax.

Brian Giroux - Membre du Conseil

Brian Giroux est directeur exécutif de la Scotia Fundy Mobile Gear Fishermen's Association, poste qu'il occupe depuis 1989. Il est en outre propriétaire-exploitant d'une ferme de crustacés.

M. Giroux a une vaste expérience professionnelle en tant que consultant auprès du gouvernement sur l'évaluation de la ressource et les projets d'aquaculture. Il a agi comme observateur des pêches internationales pour le ministère des Pêches et Océans. Il est titulaire de divers permis de pêcheur et a travaillé sur divers types de bâtiments de pêche à de nombreuses espèces.

Tout au long de sa carrière, M. Giroux a fait partie de nombreux comités et participé à de nombreux programmes. Il est membre du Conseil d'experts en sciences et en technologie, président du Conseil consultatif sur les sciences du ministère des Pêches et Océans et président du Scotia Fundy IQ Committee.

7

Don Downe – Membre du Conseil

Don Downe s'est retiré de la politique provinciale en 2003 après dix ans à titre de membre de l'Assemblée législative de la Nouvelle-Écosse.

Pendant ces années au sein du gouvernement, M. Downe a détenu le portefeuille de vice-premier ministre, de ministre des Finances, de ministre de l'Environnement, de ministre des Affaires autochtones, de ministre des Ressources naturelles de l'Énergie, de ministre du Commerce et des Services aux consommateurs et de ministre des Transports et des travaux publics. M. Downe a agi comme président pour la préparation de la réponse du gouvernement au rapport sur l'accident de la mine Westray, et il s'est impliqué, aux niveaux fédéral et provincial, dans la Fédération canadienne de l'agriculture. Il a également été membre de l'exécutif de la planification volontaire. Il a en outre été membre du comité spécial sur les questions touchant l'Assemblée, du comité sur le développement économique et du comité des comptes publics.

Dans sa vie privée, M. Downe a connu le succès comme producteur de poulet et de dinde en partenariat avec son épouse, Darlene. En 1989, ils ont tous deux reçu le prix Jeunes agriculteurs d'élite du Canada.

En plus de son rôle comme membre du conseil de l'OCNEHE, M. Downe est également membre du conseil du Public Service Accounts Board of Canada (Toronto) et de Sampling Technologies Incorporated (Bedford). Il continue d'appuyer activement les activités des collectivités locales et d'y participer.

William D. Hogg – Membre du Conseil

Billy Hogg a récemment pris sa retraite après 25 années au sein de la fonction publique de la Nouvelle-Écosse. Après avoir obtenu un diplôme de comptable agréé au Nouveau-Brunswick, il y a travaillé pour une firme nationale avant de se joindre à la fonction civile de la Nouvelle-Écosse.

M. Hogg a travaillé au ministère de la Santé, a été directeur des vérifications au bureau du vérificateur général et directeur exécutif, Finances et administration, au ministère des Services gouvernementaux. Nommé sous-ministre des Services gouvernementaux en avril 1993, il a occupé pendant dix ans le poste de sous-ministre aux ministères des Ressources naturelles, des Transports et des Travaux publics et, plus récemment, des Finances.

En plus de son rôle de sous-ministre, M. Hogg a été membre des conseils d'administration de nombreuses sociétés de la Couronne, a rempli un mandat de trois ans comme membre du Conseil sur la comptabilité dans le secteur public, et a reçu, en 2003, le prix du Lieutenant-gouverneur pour l'excellence dans l'administration publique. M. Hogg est président du groupe d'étude de la gestion comptable dans le processus budgétaire du gouvernement de la Stratégie d'acquisition auprès des entreprises autochtones (SAEA), et il offre actuellement des services conseils en gestion.

8 ETATS FIN

Rapport des vérificateurs

Aux membres de l'Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers

Nous avons vérifié le bilan de l'Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers au 31 mars 2004 et les états des produits et des charges et des flux de trésorerie de l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de l'Office. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de l'Office au 31 mars 2004 ainsi que des résultats de son fonctionnement et de ses flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Deloitte + Touche LLP.

Le 15 avril 2004

Comptables agréés

ANCIERS

Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers
Bilan

Au 31 mars 2004

	2004	2003
ACTIF		
À court terme		
Encaisse	**1 557 518 $**	750 112 $
Débiteurs (note 3)	**124 512**	682 377
Charges payées d'avance	**21 538**	9 381
	1 703 568	1 441 870
Immobilisations corporelles (note 4)	**401 340**	557 896
	2 104 908 $	1 999 766 $
PASSIF		
À court terme		
Créditeurs et charges à payer	**333 754 $**	431 320 $
Sommes à payer aux gouvernements (note 5)	**888 554**	632 270
Produits comptabilisés d'avance (note 6)	**481 260**	378 280
	1 703 568	1 441 870
Subventions en capital reportées	**401 340**	557 896
	2 104 908 $	1 999 766 $

Engagements (note 7)

Au nom du Conseil

_____, membre

_____, membre

Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers
État des produits et des charges

31 mars 2004

	2004	2003
Produits		
Subventions - Fonctionnement		
Gouvernement du Canada	**2 360 000 $**	2 375 000 $
Gouvernement de la Nouvelle-Écosse	**2 360 000**	2 375 000
	4 720 000	4 750 000
Projet d'énergie extracôtier de Sable – recouvrement des coûts	**1 126 998**	577 720
Projet Deep Panuke – recouvrement des coûts	**199 665**	962 800
Recouvrements liés à l'industrie	**1 033 388**	834 481
Vente des publications et des cartes de l'Office	**1 600**	2 505
Frais d'inspection	**30 500**	41 750
Intérêts	**21 854**	21 162
Gain à la vente d'immobilisations corporelles	**3 161**	1 553
Amortissement des subventions en capital reportées	**212 945**	227 755
	7 350 111	7 419 726
Moins : Recouvrement des coûts remboursés aux gouvernements	**(2 359 713)**	(2 375 000)
Subventions en capital reportées	**(56 389)**	(220 562)
Produits comptabilisés d'avance	**(481 260)**	(378 280)
Produits nets	**4 452 749**	4 445 884
Charges		
Personnel, consultation et membres du conseil	**3 113 037**	2 880 537
Frais généraux et frais de soutien	**639 103**	858 920
Frais d'occupation des locaux et des laboratoires	**402 154**	360 441
Amortissement du matériel	**212 945**	227 755
Gestion des données, Conseil de certification de plongeur et éventualités (note 10)	**85 510**	118 231
	4 452 749	4 445 884
Excédent des produits sur les charges	**- $**	- $

Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers
État des flux de trésorerie

31 mars 2004

	2004	2003
Flux de trésorerie liés aux activités suivantes :		
Fonctionnement		
Éléments sans incidence sur l'encaisse		
Amortissement des subventions en capital reportées	**(212 945) $**	(227 755) $
Amortissement des immobilisations corporelles	**212 945**	227 755
Gain à la vente d'immobilisations corporelles	**(3 161)**	(1 553)
	(3 161)	(1 553)
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement	**807 406**	(498 320)
	804 245	(499 873)
Investissement		
Acquisition d'immobilisations corporelles	**(56 389)**	(220 562)
Report des subventions en capital	**56 389**	220 562
Produit tiré de la vente d'immobilisations corporelles	**3 161**	1 553
	3 161	1 553
Sorties (rentrées) nettes	**807 406**	(498 320)
Situation de trésorerie au début	**750 112**	1 248 432
Situation de trésorerie à la fin	**1 557 518 $**	750 112 $

Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers
Notes complémentaires

31 mars 2004

1. BUT DE L'ORGANISME

L'Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers a été créé afin de veiller à l'application des dispositions de la Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada-Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers, promulguée par le Parlement du Canada et l'Assemblée législative de la Nouvelle-Écosse. L'Office est subventionné par des contributions égales des gouvernements fédéral et provincial. L'Office perçoit et remet aux gouvernements les charges de recouvrement des coûts évaluées par rapport à celles de l'industrie selon des examens des organismes de réglementation, jusqu'à concurrence de 50 % du budget approuvé de l'Office. L'Office est un organisme sans but lucratif et, par conséquent, il n'est pas assujetti aux impôts sur les bénéfices.

2. CONVENTIONS COMPTABLES

Les états financiers ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada et tiennent compte des principales conventions comptables suivantes :

a) Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées au coût, moins l'amortissement cumulé. L'amortissement est comptabilisé au moyen de la méthode de l'amortissement linéaire sur une période de quatre ans pour le mobilier et les agencements et sur une période de trois ans pour le matériel informatique. Les améliorations locatives sont amorties sur la durée du bail, soit sept ans.

b) Produits comptabilisés d'avance

Le montant des subventions de fonctionnement reçues des gouvernements qui excède les charges engagées par l'Office, déduction faite des autres produits, est crédité aux produits comptabilisés d'avance.

c) Subventions en capital reportées

Les subventions pour les dépenses en immobilisations annuelles reçues des gouvernements fédéral et provincial sont reportées et constatées dans les produits sur une base conforme à l'amortissement du matériel.

d) Encaisse

L'encaisse est constituée des liquidités ainsi que des montants en dépôt auprès d'une institution financière.

e) Estimations de la direction

La préparation des états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada exige que la direction procède à des estimations et élabore des hypothèses ayant une incidence sur le montant présenté de l'actif et du passif et sur la présentation des actifs et des passifs éventuels à la date des états financiers, ainsi que sur le montant présenté des produits et des charges pour la période visée. Les résultats réels peuvent différer de ceux qui sont présentés.

Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers
Notes complémentaires

31 mars 2004

3. DÉBITEURS

	2004	2003
Taxe de vente harmonisée	**23 710 $**	- $
Débiteurs de l'industrie	**-**	525 985
Projet Deep Panuke	**-**	82 317
Autres	**100 802**	74 075
	124 512 $	682 377 $

4. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette 2004	2003
Mobilier et agencements	395 583 $	303 035 $	**92 548 $**	149 649 $
Matériel informatique	579 866	485 983	**93 883**	140 090
Améliorations locatives	359 308	144 399	**214 909**	268 157
	1 334 757 $	33 417 $	**401 340 $**	557 896 $

5. SOMMES À PAYER AUX GOUVERNEMENTS

	2004	2003
Gouvernement fédéral – fonds de recouvrement des coûts	**444 277 $**	322 135 $
Gouvernement provincial – fonds de recouvrement des coûts	**444 277**	310 135
	888 554 $	632 270 $

6. PRODUITS COMPTABILISÉS D'AVANCE

	2004	2003
Gouvernement fédéral	**240 630 $**	189 140 $
Gouvernement provincial	**240 630**	189 140
	481 260 $	378 280 $

8

Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers
Notes complémentaires

31 mars 2004

7. ENGAGEMENTS

L'Office loue des locaux pour ses bureaux en vertu d'un bail qui arrive à terme en avril 2008. Le loyer annuel est d'environ 130 000 $ pour ces locaux.

De plus, l'Office loue des locaux d'entreposage centraux en vertu d'un bail qui arrive à terme en mars 2008. Le loyer annuel est de 42 000 $ approximativement.

Selon un protocole d'entente entre l'Office et le Conseil de certification de plongeur du Canada relativement à la certification des plongeurs commerciaux, l'engagement financier résiduel de l'Office se chiffre à 15 000 $ pour l'exercice 2005 et à 10 000 $ pour l'exercice 2006.

8. RÉGIME DE RETRAITE

L'Office verse des cotisations à un régime de retraite administré par la province de la Nouvelle-Écosse conformément à la Public Service Superannuation Act. L'Office verse un montant égal à celui versé par les employés, calculé de la façon suivante : 5,4 % de la portion du salaire qui est équivalente ou inférieure au maximum des gains annuels ouvrant droit à pension en vertu du Régime de pensions du Canada et 7 % de la portion excédant le maximum des gains annuels ouvrant droit à pension. L'Office n'assume aucune responsabilité financière directe pour tout passif non capitalisé du régime. L'Office a constaté des cotisations totalisant 147 726 $ en 2004 (140 604 $ en 2003).

9. INSTRUMENTS FINANCIERS

Juste valeur

La valeur comptable des instruments financiers correspond approximativement à leur juste valeur étant donné qu'il s'agit d'instruments à court terme.

10. ÉVENTUALITÉS

Le 25 avril 2003, la réponse du Conseil d'administration à une requête formulée par un tiers, qui contestait le refus du Conseil de présenter certaines informations exigées en vertu de la Loi sur l'accès à l'information, a été rejetée par la cour fédérale. En juin 2003, l'Office a versé 9 591 $ à titre du règlement des coûts engagés par le tiers.